

Demonstrações Contábeis Societárias

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2024 e 2023
 (Em milhares de reais)

ATIVO	Nota explicativa	31/12/2024	31/12/2023
Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	153.619	289.851
Títulos e valores mobiliários	6	378.737	84.646
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	1.418.429	1.501.016
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	222	102.825
Outros tributos a compensar	8	147.174	127.235
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1	609.168	811.851
Derivativos	31	290.740	47.774
Ativo financeiro setorial	9	393.443	130.933
Estoques		32.282	20.743
Outros ativos	12	320.942	366.243
Total do circulante		3.744.756	3.483.118
Não circulante			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	7	52.294	52.610
Depósitos judiciais	20	66.933	84.695
Imposto de renda e contribuição social a compensar	8	113.086	403
Outros tributos a compensar	8	171.324	170.910
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	8.1	1.082.439	1.131.885
Ativo financeiro setorial	9	337.522	113.565
Derivativos	31	117.509	238.820
Ativo financeiro da concessão	11	10.927.569	9.352.489
Outros ativos	12	16.883	28.712
Ativo contratual	13	1.327.049	944.845
Intangível	14	1.580.352	1.955.604
Total do não circulante		15.792.960	14.074.538
Total do ativo		19.537.716	17.557.656

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2024 e 2023
(Em milhares de reais)

	Nota explicativa	31/12/2024	31/12/2023
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Circulante			
Fornecedores	15	970.629	923.133
Empréstimos e financiamentos	16	1.308.175	534.107
Debêntures	17	139.515	284.265
Entidade de previdência privada	18	-	17
Taxas regulamentares		8.790	25.835
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher	19	89.058	137.298
Dividendo	22	137.310	267.072
Obrigações estimadas com pessoal		47.106	41.349
Derivativos	31	346	-
Passivo financeiro setorial	9	150.540	527.433
PIS/COFINS devolução consumidores	8.1	324.400	413.695
Outras contas a pagar	21	531.024	485.105
Total do circulante		3.706.893	3.639.307
Não circulante			
Fornecedores	15	233.910	219.560
Empréstimos e financiamentos	16	3.174.619	3.281.856
Debêntures	17	4.342.564	3.358.199
Entidade de previdência privada	18	1.139	60.175
Imposto de renda e contribuição social a recolher	19	6.627	9.878
Débitos fiscais diferidos	10	714.026	416.614
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	20	270.707	232.583
Derivativos	31	51.465	84.659
Passivo financeiro setorial	9	197.964	144.152
PIS/COFINS devolução consumidores	8.1	1.240.684	1.261.704
Outras contas a pagar	21	139.677	145.590
Total do não circulante		10.373.383	9.214.971
Patrimônio líquido			
	22		
Capital social		2.864.105	2.853.248
Reserva de capital		141.391	152.248
Reserva legal		391.775	344.299
Reserva de lucros a realizar		922.910	643.574
Reserva estatutária - reforço de capital de giro		1.166.182	768.989
Dividendo		-	6.027
Resultado abrangente acumulado		(28.924)	(65.007)
Total do patrimônio líquido		5.457.440	4.703.378
Total do passivo e do patrimônio líquido		19.537.716	17.557.656

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos resultados para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023
(Em milhares de reais, exceto lucro por ação)

	Nota explicativa	2024	2023
Receita operacional líquida	24	11.021.946	10.283.920
Custo do serviço			
Custo com energia elétrica	25	(5.153.927)	(4.678.176)
Custo com operação		(1.020.110)	(977.793)
Amortização		(459.958)	(420.855)
Outros custos com operação	26	(560.152)	(556.938)
Custo do serviço prestado a terceiros	26	(1.748.320)	(1.457.332)
Lucro operacional bruto		3.099.589	3.170.618
Despesas operacionais			
Despesas com vendas		(328.238)	(277.199)
Amortização		(6.834)	(5.595)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	7	(111.540)	(70.584)
Outras despesas com vendas	26	(209.864)	(201.020)
Despesas gerais e administrativas		(427.468)	(409.502)
Amortização		(27.225)	(37.047)
Outras despesas gerais e administrativas	26	(400.243)	(372.455)
Outras despesas operacionais		(176.111)	(139.779)
Amortização do intangível da concessão		(52.099)	(52.099)
Outras despesas operacionais	26	(124.012)	(87.679)
Resultado do serviço		2.167.772	2.344.139
Resultado financeiro	27		
Receitas financeiras		336.546	351.004
Despesas financeiras		(1.111.425)	(959.461)
		(774.879)	(608.457)
Lucro antes dos tributos		1.392.893	1.735.681
Contribuição social	10	(117.242)	(162.782)
Imposto de renda	10	(326.136)	(448.387)
		(443.377)	(611.169)
Lucro líquido do exercício		949.516	1.124.512
Lucro líquido básico e diluído por ação ordinária - R\$	23	843,69	999,19

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.**Demonstrações dos resultados abrangentes para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023**

(Em milhares de reais)

	2024	2023
Lucro líquido do exercício	949.516	1.124.512
Outros resultados abrangentes	36.083	19.955
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	37.261	21.851
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	(1.178)	(1.896)
Resultado abrangente do exercício	985.599	1.144.467

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023
(Em milhares de reais)

	Reserva de lucros								
	Capital social	Reserva de capital	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva estatutária - reforço de capital de giro	Dividendo	Resultado abrangente acumulado	Lucros acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2022	2.842.391	163.105	288.073	355.275	404.100	-	(84.962)	-	3.967.983
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	1.124.512	1.124.512
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	21.851	-	21.851
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	(1.896)	-	(1.896)
Mutações internas do patrimônio líquido									
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	56.226	-	-	-	-	(56.226)	-
Constituição de reserva de lucros a realizar	-	-	-	288.299	-	-	-	(288.299)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	506.889	-	-	(506.889)	-
Transações de capital com os acionistas									
Dividendo intermediário - AGE 20/06/2023	-	-	-	-	(142.000)	-	-	-	(142.000)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	6.027	-	(6.027)	-
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	(267.072)	(267.072)
Saldos em 31 de dezembro de 2023	2.853.248	152.248	344.299	643.574	768.989	6.027	(65.007)	-	4.703.378
Resultado abrangente total									
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	949.516	949.516
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	37.261	-	37.261
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquidos dos efeitos tributários	-	-	-	-	-	-	(1.178)	-	(1.178)
Mutações internas do patrimônio líquido									
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-
Constituição da reserva legal	-	-	47.476	-	-	-	-	(47.476)	-
Constituição da reserva de lucros a realizar	-	-	-	279.336	-	-	-	(279.336)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	397.194	-	-	(397.194)	-
Transações de capital com os acionistas									
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	(6.027)	-	-	(6.027)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	(77.810)	(77.810)
Juros sobre o capital próprio - AGE 28/03/2024 e AGE 30/09/2024	-	-	-	-	-	-	-	(147.700)	(147.700)
Saldos em 31 de dezembro de 2024	2.864.105	141.391	391.775	922.910	1.166.182	-	(28.924)	-	5.457.440

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
Demonstrações dos fluxos de caixa para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023
(Em milhares de reais)

	<u>31/12/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Lucro antes dos tributos	1.392.893	1.735.681
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais		
Amortização	546.116	515.596
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	115.503	107.769
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	111.540	70.584
Encargos de dívidas e atualizações monetárias e cambiais	394.468	318.127
Despesa (receita) com entidade de previdência privada	650	9.850
Perda (ganho) na baixa de não circulante	120.370	84.137
	2.681.540	2.841.743
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(28.515)	(347.031)
Tributos a compensar	333.814	690.753
Depósitos judiciais	21.577	15.304
Ativo financeiro setorial	(485.682)	(127.191)
Contas a receber - CDE	(42.189)	(12.219)
Outros ativos operacionais	189.153	49.225
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	61.847	7.462
Outros tributos e contribuições sociais	42.329	153.524
Outras obrigações com entidade de previdência privada	(8.675)	(6.769)
Taxas regulamentares	(17.045)	16.542
Processos fiscais, cíveis e trabalhistas pagos	(110.150)	(94.383)
Passivo financeiro setorial	(522.766)	(442.916)
Contas a pagar - CDE	(18.351)	(8.164)
Outros passivos operacionais	(62.271)	(62.988)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas operações	2.034.616	2.672.892
Encargos de dívidas e debêntures pagos	(465.442)	(457.564)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(257.006)	(641.873)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.312.168	1.573.455
Atividades de investimento		
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - aplicações	(3.965.001)	(460.748)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados - resgates	3.679.340	373.046
Adições de ativo contratual	(1.758.037)	(1.487.668)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de investimento	(2.043.698)	(1.575.370)
Atividades de financiamento		
Captação de empréstimos e debêntures	2.596.647	935.995
Amortização de principal de empréstimos e debêntures	(1.532.050)	(587.159)
Liquidação de operações com derivativos	(130.156)	(194.265)
Dividendo e juros sobre o capital próprio pagos	(339.144)	(327.718)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades de financiamento	595.298	(173.147)
Aumento (redução) líquido de caixa e equivalentes de caixa	(136.232)	(175.063)
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	289.851	464.913
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	153.619	289.851

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.

Demonstrações do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	2024	2023
1 - Receita	15.827.824	14.642.810
1.1 Receita de venda de energia e serviços	14.192.111	13.257.286
1.2 Receita relativa à construção da infraestrutura de concessão	1.747.252	1.456.110
1.3 Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(111.540)	(70.584)
2 - (-) Insumos adquiridos de terceiros	(8.342.780)	(7.468.096)
2.1 Custo com energia elétrica	(5.740.123)	(5.229.539)
2.2 Material	(1.002.486)	(933.180)
2.3 Serviços de terceiros	(1.116.718)	(905.785)
2.4 Outros	(483.453)	(399.592)
3 - Valor adicionado bruto (1+2)	7.485.043	7.174.714
4 - Retenções	(549.700)	(517.395)
4.1 Amortização	(497.601)	(465.296)
4.2 Amortização do intangível de concessão	(52.099)	(52.099)
5 - Valor adicionado líquido gerado (3+4)	6.935.343	6.657.318
6 - Valor adicionado recebido em transferência	342.985	355.454
6.1 Receitas financeiras	342.985	355.454
7 - Valor adicionado líquido a distribuir (5+6)	7.278.328	7.012.772
8 - Distribuição do valor adicionado		
8.1 Pessoal e encargos	493.133	465.055
8.1.1 Remuneração direta	286.339	272.913
8.1.2 Benefícios	185.600	175.063
8.1.3 F.G.T.S	21.195	17.080
8.2 Impostos, taxas e contribuições	4.676.419	4.418.341
8.2.1 Federais	2.674.515	2.752.176
8.2.2 Estaduais	2.000.019	1.662.723
8.2.3 Municipais	1.886	3.442
8.3 Remuneração de capital de terceiros	1.159.260	1.004.864
8.3.1 Juros	1.126.816	970.689
8.3.2 Aluguéis	32.444	34.175
8.4 Remuneração de capital próprio	949.516	1.124.512
8.4.1 Juros sobre capital próprio	147.700	-
8.4.2 Dividendo (incluindo adicional proposto)	77.810	273.099
8.4.3 Lucros retidos	724.006	851.413
	7.278.328	7.012.772

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.



Relatório da Administração

Senhores e senhoras acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE" ou "Companhia") submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as demonstrações financeiras da Companhia, com o relatório dos auditores independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2024. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração os dados da Companhia em relação ao exercício de 2023, exceto quando especificado de outra forma.

1. Considerações iniciais

Em 2024, a RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 3,1 milhões de clientes, em 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul.

É importante destacar os impactos dos eventos climáticos no Rio Grande do Sul sobre a RGE, que chegou a registrar 98,7% dos municípios de sua área de concessão afetados pelas enchentes e, no pico da crise, 315 mil clientes sem energia, a maior parte deles por segurança. Esse cenário mobilizou os times da RGE, que contaram com reforços de equipes advindas de outras concessionárias, com o objetivo de restabelecer a energia para a população com a maior brevidade possível.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 2,7% em relação ao exercício de 2023, com destaque para a classe industrial, que registrou uma queda de 21,4%.

A RGE, em 2024, recebeu a premiação da ANEEL na categoria Região Sul e conquistou o 3º lugar na categoria Brasil, para concessionárias acima de 400 mil unidades consumidoras. Além disso, foi eleita vencedora pelo Prêmio Abradee, na categoria Região Sul, para as empresas com mais de 500 mil consumidores.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

2. Comentário sobre a conjuntura

Ambiente macroeconômico

O ano de 2024 começou sob a perspectiva de que a inflação nos EUA iria convergir à meta de forma mais rápida. Esta expectativa foi frustrada no primeiro semestre, pela manutenção da robustez no mercado de trabalho e números menos favoráveis de inflação. Dados mais

enfraquecidos de emprego e inflação a partir de julho levaram o FED a cortar os juros para 4,25%-4,50% ao ano no encerramento de 2024.

No entanto, a partir de meados de outubro, o candidato Donald Trump passou a ser considerado favorito para vencer as eleições dos Estados Unidos, com promessas de campanha com potenciais tendências inflacionárias. Esse fator, combinado à divulgação de dados econômicos que mostraram que a desaceleração da atividade e da inflação estava ocorrendo de forma mais lenta, instigou cautela nas decisões do FED a respeito do prosseguimento do ciclo de cortes de juros. Assim, reduziram-se as expectativas para cortes de juros em 2025, contribuindo para o fortalecimento do dólar, que também tem se beneficiado pelo crescimento mais forte da economia norte-americana.

No Brasil, o ano de 2024 foi marcado por surpresas positivas no ritmo de crescimento da atividade econômica.

Apesar da queda da safra de grãos em relação a 2023 (que havia sido recorde), causada por fatores climáticos, o crescimento mais forte decorreu de uma combinação de: (i) pagamento extraordinário de precatórios, de cerca de R\$ 90 bilhões ao final de 2023; (ii) reforço de caixa de governos regionais em 2023, abrindo espaço para ampliação dos gastos em 2024, ano de eleições municipais; (iii) continuidade do bom momento do mercado de trabalho, reforçado pela dinâmica benigna da construção civil; e (iv) melhora do mercado de crédito.

Começando pelo último fator: o mercado de crédito se beneficiou da redução da taxa básica de juros (a Selic) iniciada em 2023 e que se estendeu para o primeiro semestre de 2024; o crédito não-bancário também teve um bom ano, estimulado pela emissão de debêntures. O crédito às famílias ainda colheu os benefícios do programa Desenrola, ocorrido ao final de 2023.

A massa de renda ampliada sustentou alta de cerca de 7% em termos reais em 2024, mesmo após dois anos de expansão substancial em 2022 e 2023. Parte deste aumento refletiu a ampliação da ocupação, mas o rendimento médio real dos trabalhadores também cresceu com força, fomentado tanto pela alta real do salário-mínimo como pela taxa de desemprego historicamente baixa (e abaixo da taxa de desemprego neutra). O emprego formal também se expandiu ao longo do ano, encerrando 2024 com uma criação líquida de vagas em torno de 1,4 milhão.

Entre os estímulos fiscais, vale notar que o pagamento de precatórios da ordem de R\$ 90 bilhões ao final de 2023 significou uma injeção de recursos de cerca de 0,8% do PIB na economia. Além disso, os gastos dos governos regionais, em ano de eleições municipais, em conjunto com a retomada do programa “Minha Casa, Minha Vida”, ajudaram a turbinar o setor de construção civil. O governo federal também direcionou cerca de 0,2% do PIB em recursos para o Rio Grande do Sul, após a tragédia climática que acometeu o estado. Apesar das perdas significativas, os esforços de reconstrução acabaram por reforçar a expansão do setor de construção, bem como da indústria de bens de consumo (especialmente duráveis).

A evolução das contas do governo foi tema central durante o ano. Iniciativas de utilização de fundos públicos para execução de programas (com menor transparência), declarações desfavoráveis ao ajuste das contas e o anúncio do pacote fiscal em novembro, que veio acompanhado de anúncio de aumento da faixa de isenção da cobrança de imposto sobre a renda, aumentaram a desconfiança dos mercados em relação ao comprometimento do governo com a estabilidade das contas públicas. Com isso, as taxas de juros de prazo mais longo acentuaram a tendência de alta e o câmbio disparou.

O real se depreciou fortemente em 2024, em parte pelo cenário externo mais conturbado, em face do aumento de incertezas, acompanhando um movimento que ocorreu com diversas outras

moedas de países em desenvolvimento e exportadores de *commodities*. Não obstante, cerca de metade da depreciação deveu-se à piora de percepção do quadro fiscal doméstico, pois a depreciação do real foi quase o dobro da verificada por uma cesta de moedas comparativa.

A depreciação do câmbio, bem como as condições climáticas menos favoráveis, exerceu relevante pressão sobre a inflação. O mercado de trabalho aquecido acabou se refletindo também na formação de preços mais sensíveis à atividade econômica, como os serviços. Com isso, a inflação encerrou o ano mais uma vez acima do teto da meta, de 4,5%.

As expectativas de inflação seguiram trajetória de descolamento das metas ao longo do ano. Nesse contexto, o Copom suspendeu o ciclo de cortes da Selic antes do que se imaginava, quando a Selic estava em 10,50% ao ano. Em setembro, o Copom retomou a elevação da Selic, que encerrou o ano de 2024 em 12,25% (11,75% em 2023).

Assim, apesar do bom desempenho da atividade econômica e do mercado de trabalho em 2024, a piora do quadro externo e fiscal doméstico resultou em condições financeiras mais adversas, com depreciação do câmbio, alta da inflação e das taxas de juros.

Tarifas de energia elétrica

Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2024:

Em 18 de junho de 2024, a diretoria da ANEEL deferiu a solicitação da RGE para postergar até 18 de agosto de 2024, o seu Reajuste Tarifário Anual - RTA, considerando que um efeito médio a ser percebido pelo consumidor de 12,33%, entendeu-se não ser prudente a aplicação de reajuste tarifário significativo naquele momento, em decorrência dos eventos climáticos no Rio Grande do Sul sobre a RGE. A postergação tarifária levou a criação de um ativo regulatório a ser repassado na tarifa futuramente, considerando também a atualização futura do montante à SELIC, sendo verificado mais adequada a recomposição RTAs de 2026 e 2027, repercutindo em menor impacto aos consumidores e menor oscilação tarifária no período.

Em 13 de agosto de 2024, por meio da Resolução Homologatória nº 3.372, a ANEEL aprovou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da CPFL RGE, em vigor desde 19 de agosto de 2024, reajustando as tarifas de energia elétrica da distribuidora em 0,00%, sendo 3,32% relativos ao Reposicionamento Tarifário Econômico e -3,32% referentes aos componentes financeiros externos ao Reposicionamento Tarifário. O impacto da Parcela A (Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 3,62% e da Parcela B de -0,31%. O efeito médio percebido pelos consumidores foi de 0,00%, sendo de 0,16%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -0,06%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

3. Desempenho operacional

Cientes: a RGE encerrou o ano com 3,1 milhões de clientes, com acréscimo de 32 mil consumidores, representando um crescimento de 1,0%.

Vendas de energia

Em 2024, as vendas para o mercado cativo totalizaram 11.086 GWh, apresentando uma retração de 2,7% em comparação a 2023.

A participação das principais classes de consumo no total da energia faturada para consumidores cativos da distribuidora em 2024 foi de 56,1% para a classe residencial, 14,5% para a classe comercial e 7,6% para a classe industrial. Para essas classes de consumo, destaca-se:

- Classe Residencial: crescimento de 5,3% devido à melhora da massa de renda e temperaturas mais altas registradas em 2024 em comparação a 2023;
- Classes Comercial e Industrial: retrações de 3,2% e 21,4%, respectivamente, devido ao incremento de MMGD (Micro e Minigeração Distribuída) e à migração de clientes cativos para o mercado livre.

Nota: as vendas para o mercado cativo não consideram a energia vendida por meio da tarifa de uso (Uso D) das permissionárias que se tornaram parcialmente livres ao longo de 2023 e 2024, incluída na linha de "Outras Concessionárias, Permissionárias e Autorizadas" da nota explicativa de "Receita Operacional".

Qualidade dos serviços prestados

Atendimento ao cliente: a RGE obteve em 2024 o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 74,3, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, acima da média nacional que foi de 68,9, embora tenha sido um resultado 3,6 pontos (ou 4,6%) menor que o de 2023, o que a colocou em 15º lugar na categoria.

Fornecimento de energia: a RGE desenvolve iniciativas para aprimorar a gestão operacional e a logística de serviços de rede. Também realiza um programa intenso de inspeções e manutenções preventivas dos ativos elétricos. Em 2024, o DEC, que mede a duração equivalente de interrupção por cliente, foi de 9,09 horas, e o FEC, que mede a frequência equivalente de interrupção por cliente, foi de 4,42 vezes.

4. Desempenho Econômico-Financeiro

Receita operacional: a receita operacional bruta foi de R\$ 15.939 milhões em 2024, representando um aumento de 8,3% (R\$ 1.226 milhões), decorrente dos seguintes aumentos: (i) de 78,5% (R\$ 466 milhões) no ativo e passivo financeiro setorial; (ii) de 20,0% (R\$ 291 milhões) na receita com construção de infraestrutura; (iii) de 2,6% (R\$ 244 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (iv) de 13,6% (R\$ 234 milhões) na receita de disponibilidade da rede elétrica – TUSD; e (v) de 3,6% (R\$ 34 milhões) em outras receitas. Estas variações foram parcialmente compensadas pelas seguintes reduções: (vi) de 10,2% (R\$ 31 milhões) no suprimento de energia elétrica; e (vii) de 3,1% (R\$ 14 milhões) na atualização do ativo financeiro da concessão.

As deduções da receita operacional foram de R\$ 4.917 milhões em 2024, representando um aumento de 11,0% (R\$ 488 milhões). A receita operacional líquida foi de R\$ 11.022 milhões no ano, representando um aumento de 7,2% (R\$ 738 milhões).

Geração operacional de caixa (EBITDA): em 2024, o EBITDA foi de R\$ 2.714 milhões, representando uma redução de 5,1% (R\$ 146 milhões), devido aos seguintes aumentos: (i) de 10,2% (R\$ 476 milhões) no custo com energia elétrica; (ii) de 20,0% (R\$ 291 milhões) nos custos com construção de infraestrutura, que tem contrapartida na receita líquida em igual valor; (iii) de 9,1% (R\$ 117 milhões) no PMSO (despesas com pessoal, material, serviços de terceiros, outros custos/despesas operacionais e entidade de previdência privada). A variação no PMSO deve-se aos seguintes fatores:

- ✓ Aumento de 3,0% (R\$ 14 milhões) nas despesas com pessoal;
- ✓ Aumento de 1,6% (R\$ 2 milhões) nas despesas com material;
- ✓ Aumento de 5,4% (R\$ 19 milhões) nas despesas com serviços de terceiros;
- ✓ Aumento de 26,8% (R\$ 91 milhões) em outros custos/despesas operacionais;
- ✓ Redução de 93,4% (R\$ 9 milhões) em entidade de previdência privada.

Estas reduções foram parcialmente compensadas pelo aumento de 7,2% (R\$ 738 milhões) na receita operacional líquida.

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
	2024	2023
Lucro Líquido	949.516	1.124.512
Amortização	546.117	515.596
Resultado Financeiro	774.879	608.457
Contribuição Social	117.242	162.782
Imposto de Renda	326.136	448.387
EBITDA	2.713.889	2.859.735

*Conforme Resolução CVM nº 156/22.



Lucro líquido: a RGE apurou lucro líquido de R\$ 950 milhões em 2024, representando uma redução de 15,6% (R\$ 175 milhões), refletindo as seguintes variações: (i) aumento de 27,4% (R\$ 166 milhões) na despesa financeira líquida; (ii) redução de 5,1% (R\$ 146 milhões) no EBITDA; e (iii) aumento de 5,9% (R\$ 31 milhões) em amortização. Essas variações foram parcialmente compensadas pela redução de 27,5% (R\$ 168 milhões) no imposto de renda e contribuição social.

Endividamento: no final de 2024, a dívida financeira (incluindo derivativos) da RGE atingiu R\$ 8.608 milhões, representando um aumento de 18,6%.

5. Investimentos

No ano, foram investidos R\$ 1.758 milhões na ampliação, manutenção, melhoria, automação, modernização e reforço do sistema elétrico para atendimento ao crescimento de mercado e melhoria de eficiência e qualidade, em infraestrutura operacional, nos serviços de atendimento aos clientes e em programas de pesquisa e desenvolvimento, entre outros.

6. Aspectos ESG (ambientais, sociais e de governança)

A RGE desenvolve iniciativas que buscam gerar valor para a empresa e os públicos de relacionamento, de forma a garantir competitividade, com excelência nas operações, e contribuir com o desenvolvimento sustentável das áreas de abrangência. Alinhada ao Plano Estratégico do Grupo CPFL, a estratégia de sustentabilidade/ESG é incorporada aos processos decisórios, ações e investimentos, conforme destaques a seguir.

Plano ESG 2030: aprovado em 2022 como uma evolução do Plano de Sustentabilidade 2020-2024, traz diretrizes e estratégias organizadas em quatro pilares: Soluções renováveis e inteligentes, Operações sustentáveis, Valor compartilhado com a sociedade e Atuação segura e confiável. O plano se desdobra atualmente em 24 compromissos públicos norteados pelos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas, tendo sido revisado os compromissos 4, 11, 17, 22, 23 e adicionado o 24, em janeiro de 2025. Mais informações em: <https://ri.cpfl.com.br/> > Estratégia de Sustentabilidade > Plano ESG 2030.

Monitoramento dos compromissos do Plano ESG 2030: ferramenta de gestão do desempenho em sustentabilidade sob a perspectiva dos principais públicos de relacionamento, com indicadores e metas alinhados ao Plano Estratégico e ao Plano ESG 2030.

Comitê de Sustentabilidade: instância da diretoria executiva responsável por monitorar a execução da estratégia ESG, avaliar e recomendar a inclusão de critérios e diretrizes de sustentabilidade em processos decisórios, monitorar tendências e temas críticos para a empresa.

Mudanças do Clima: estamos comprometidos com a transição para uma economia de baixo

carbono e enfrentamos o desafio das mudanças climáticas com senso de urgência, responsabilidade e determinação. Mais informações em: <https://ri.cpfl.com.br/> > Estratégia de Sustentabilidade > Mudanças Climáticas.

Tema de Gestão e Desenvolvimento da Ética (SGDE): o Programa de Integridade do Grupo CPFL formaliza o compromisso com os valores éticos que permeiam suas ações e negócios, sendo composto por 4 dimensões que visam seu aprimoramento contínuo e evidenciam o tom e a prática da alta administração: **(i)** desenvolvimento, orientação e revisão de normas, com destaque para o Código de Conduta Ética; **(ii)** treinamentos, ações de comunicação, campanhas de sensibilização e engajamento para públicos internos e externos; **(iii)** apuração de denúncias, diligências e outros processos de avaliação de riscos; e, **(iv)** monitoramento de indicadores, avaliações pelo Comitê de Ética e Conduta Empresarial (COMET) e reporte dos resultados do Programa de Integridade aos fóruns executivos. O Programa conta, ainda, com um canal de ética externo e independente e um processo robusto de apuração de registros éticos que garante o sigilo, anonimato e não retaliação do denunciante de boa fé. Dentre as ações executadas no decorrer de 2024, temos como principal destaque a ampliação do escopo da certificação ISO 37001 para Sistema de Gestão Antissuborno e Anticorrupção, o que atesta o alto padrão de governança e transparência com que o Grupo CPFL conduz suas atividades. Tivemos ainda a atualização da matriz de riscos de Compliance, aplicação da segunda edição da pesquisa de maturidade do programa de integridade, desenvolvemos e implementamos o procedimento de doações e atualizamos e robustecemos o procedimento de conflito de interesses. O Programa contou ainda com um robusto plano de treinamentos para 2024 atingindo principalmente o público operacional, bem como treinamentos conduzidos em parceria com CPFL+Diversa e CIPA. Em 2024 tivemos a celebração do dia da integridade, pela primeira vez na cidade de Santos/SP, com a presença do jornalista esportivo Felipe Andreoli e um treinamento focado para liderança ministrado pelo professor doutor Alexandre Di Micelli. Contamos também com o lançamento da campanha de comunicação “integridade é prioridade” e 12 Conversas Mensais de Integridade, das quais destacamos os temas “Política Anticorrupção”, “Assédio moral e tratamento desrespeitoso”, “Assédio sexual e importunação sexual”, e “Relacionamento com agentes público e boas práticas em ano eleitoral”, além de apurações de denúncias, avaliações de riscos e emissão de pareceres de *due diligence* e *background check*.

Relacionamento com a Comunidade: entre as ações que visam contribuir para o desenvolvimento das comunidades em que a RGE atua, em 2024 destacam-se: **(i) CPFL Jovem Geração:** foram executados projetos de transformação social através da cultura e esporte, por meio de projetos voltados para a redução dos níveis de vulnerabilidade social, beneficiando 3.740 crianças e jovens das comunidades parceiras do grupo; **(ii) RGE nos Hospitais:** foram executados projetos de melhorias na infraestrutura hospitalar, pesquisas oncológicas e humanização hospitalar, beneficiando mais de 6 mil pessoas; **(iii) CPFL Intercâmbio Brasil-China (programação presencial e digital – alcance nacional):** foram executados projetos que visam as trocas culturais, fortalecendo os diálogos entre os dois países. Ao todo, a frente impactou 835 mil espectadores; **(iv) Circuito CPFL:** através da frente Circuito CPFL, levamos cinema movido a energia solar, beneficiando mais de 5,5 mil espectadores; **(v) Café Filosófico CPFL (programação digital – alcance nacional):** realizamos 33 gravações em nosso estúdio e 1 gravação especial comemorativa em Ribeirão Preto. Ao todo, ao longo de 2024, foram 153 exibições dos programas Café e Café Expresso na TV Cultura e no Youtube e 23 milhões de visualizações em ações digitais; e **(7) Eficiência energética (0,5% da ROL): Eficiência Energética (0,5% da ROL):** em 2024 foram investidos R\$ 19,1 milhões em projetos de eficiência energética, dos quais destacam-se: (a) R\$ 8,3 milhões em projetos destinados a consumidores de baixo poder aquisitivo, que resultaram na regularização de 1.216 clientes; substituição de 22.315 lâmpadas por modelos mais eficientes (LED); 1.077 geladeiras



substituídas; e, 50 trocadores de calor em substituição aos chuveiros tradicionais, totalizando 6.785 famílias beneficiadas principalmente as afetadas pelas enchentes. Foram investidos também, (b) R\$ 339,2 mil em projetos educacionais, com foco na Olimpíada Nacional de Eficiência Energética, que beneficiou 4.610 alunos do ensino fundamental no uso consciente e seguro da energia elétrica. Tivemos ainda, (c) cerca de R\$ 3,2 milhões investidos em prédios públicos que proporcionaram a substituição de 720 pontos de Iluminação por LED e 1.100 pontos de iluminação pública. Por fim, (d) investimento de R\$ 7,3 milhões no Programa de Hospitais, que implantou 2.863 KWp instalados Sistemas de Geração Fotovoltaica e substituição de lâmpadas por LED em 30 hospitais Públicos e Filantrópicos da área de concessão.

Gestão de Recursos Humanos: em 2024, treinamos 4.451 colaboradores. Foram 147 mil horas treinadas. Também foram realizados treinamentos para a comunidade, com escolas para formação de eletricitas ao longo do ano: foram 14 turmas, 232 participantes, 225 aprovados e 225 contratados.

Rede de Valor: em 2024, foram realizados 2 encontros da Rede de Valor, todos em formato online. Eles contaram com a participação de 120 parceiros e abordaram os seguintes temas: Cenário Macroeconômico, Planejamento Estratégico CPFL, Plano ESG 2030, Sustentabilidade na Cadeia de Suprimentos, Diversidade e Inclusão e Segurança do Trabalho.

7. Auditores Independentes

A PriceWaterHouseCoopers Auditores Independentes (PwC) foi contratada pela RGE para a prestação de serviços de auditoria externa relacionados aos exames das demonstrações financeiras da Companhia.

Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2024, a PwC prestou, além dos serviços de auditoria das demonstrações financeiras societárias e regulatórias, e de revisão das informações intermediárias, os seguintes serviços:

Natureza

Asseguração de *covenants* financeiros

Serviços de compliance tributário - Escrituração Contábil-Fiscal (ECF)

Revisão da ECD Contábil do ano calendário

Serviços de Benchmarking para dados de Capital Humano

A contratação dos auditores independentes, conforme Estatuto Social, é recomendada pelo Conselho Fiscal da controladora CPFL Energia e compete ao Conselho de Administração deliberar sobre a seleção ou destituição dos auditores independentes.

Em linha com o previsto pela Instrução CVM 162/22, a administração possui políticas e controles que tratam, dentre outros assuntos, sobre o porte da empresa de auditoria a ser contratada para fins de auditoria das demonstrações financeiras e sobre as regras de contratação de fornecedores para serviços de auditoria e "extra-auditoria". Tal política, dentre outros motivos,



tem como objetivo evitar a existência de conflitos de interesse, perda de independência ou objetividade de seus auditores independentes. Ademais, a PwC declarou à Administração que, em razão do escopo e dos processos executados, a prestação dos serviços supramencionados não afeta a independência e a objetividade necessárias ao desempenho dos serviços de auditoria externa.

8. Agradecimentos

A Administração da RGE Sul agradece aos seus clientes, fornecedores e às comunidades de sua área de atuação, pela confiança depositada na Companhia no ano de 2024. Agradece, ainda, de forma especial, aos seus colaboradores pela competência e dedicação para o cumprimento dos objetivos e metas estabelecidas.

A Administração.

Para mais informações sobre o desempenho desta e de outras empresas do Grupo CPFL Energia, acesse o endereço www.cpfl.com.br/ri.

RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2024 E 2023
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

(1) CONTEXTO OPERACIONAL

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. (“RGE” ou “Companhia”), é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede da Companhia está localizada na Av. São Borja, 2.801, CEP 93032-525 - Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 6 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 381 municípios no Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais municípios estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo aproximadamente 3,1 milhões de consumidores.

1.1 Impactos Climáticos – Enchentes do Rio Grande do Sul

As enchentes de maio de 2024 no Rio Grande do Sul marcaram a história do estado. Um sistema atmosférico de alta pressão se instalou sobre a região Sul do Brasil, impedindo a circulação de ar úmido e causando chuvas persistentes. O fenômeno climático El Niño também contribuiu para o aumento das precipitações na região.

Cerca de 90% do território gaúcho foi afetado, com danos à infraestrutura, agricultura e ao comércio, resultando em perdas expressivas.

No total, 336 municípios do Estado do Rio Grande do Sul foram afetados e tiveram situação de Calamidade Pública decretada, dos quais 276 estão na área de concessão da Companhia. A grande maioria das interrupções de fornecimento se deu por solicitações de agentes públicos (Defesa Civil, Bombeiros, Polícia, etc.) por questões de segurança da população.

Como resultado do evento, a Companhia reconheceu no resultado do exercício de 2024 despesa de (i) baixa de ativos danificados no montante de R\$ 34.880, principalmente relacionados a medidores, rede de distribuição e subestação; (ii) R\$ 23.822 referente a serviços relacionados à manutenção de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros; (iii) R\$ 25.534 referente à penalidades por ultrapassagem de demanda na rede básica em função de manobras operativas necessárias para o restabelecimento e/ou manutenção do fornecimento de energia. Este valor não foi pago ao ONS em função do Despacho da ANEEL 2.173/2024, que concedeu à Companhia medida cautelar para suspensão do pagamento até que o mérito fosse julgado pela Agência, o que não ocorreu até o presente momento e (iv) uma perda por impossibilidade de faturamento de R\$ 12.242. Os valores divulgados nestas demonstrações financeiras, consideram valores realizados e provisionados com base nas melhores estimativas da Administração e consideram os fatos e circunstâncias conhecidos até o momento.

1.2 Renovações de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil

Em 16 de outubro de 2024 a ANEEL realizou abertura da Consulta Pública nº 027/2024, com o objetivo de apresentar e colher contribuições acerca da proposta de minuta do Termo Aditivo aos Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica vincendos entre 2025 e 2031, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, e da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. A Companhia enviou, tempestivamente, suas contribuições à ANEEL com sugestões de aprimoramento da minuta ora proposta. A Administração está aguardando finalização das análises da ANEEL e homologação da versão final do referido Termo Aditivo para avaliar os termos propostos. Não há impactos relacionados a este assunto para essas demonstrações financeiras.

1.3 Resiliência climática no setor elétrico e iniciativas do Grupo CPFL

O setor elétrico é bastante afetado pelas mudanças climáticas. Alinhada com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, o Grupo CPFL implementou o Plano ESG 2030 que inclui compromissos para a transição energética, a descarbonização e resiliência climática. Isso envolve identificar riscos e oportunidades com base na metodologia da *Task Force for Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) e ações de mitigação e adaptação, consolidadas na publicação “Nossa Jornada contra as Mudanças Climáticas”, e na plataforma global do *Carbon Disclosure Project* (CDP), dando maior transparência para nossos públicos de interesse - ambos atualizados anualmente.

Iniciativas específicas:

A Companhia possui investimentos em expansão, reforço de rede, automação e modernização de equipamentos, como a plataforma *Advanced Distribution Management System* (ADMS) e o *Weather Translator System* (WeTS), além de projetos de resiliência em parceria com a FGV e Climatempo, e o projeto Arborização +Segura para prevenir danos, acidentes e interrupções de energia.

Gestão de crises

O Grupo CPFL possui um documento que tem como objetivo estabelecer e regulamentar as principais diretrizes de gestão de crise, incluindo o acionamento do Grupo de Crise, papéis e responsabilidades das partes envolvidas, bem como avaliação da ocorrência e classificação de sua gravidade. Este grupo é responsável pela avaliação dos eventos anormais (“ocorrências”), monitoramento de fatores de risco e gestão das ações endereçadas para situações de crise. A composição é feita por membros permanentes e ad hoc que compõem os times estratégico e de apoio técnico-operacional. Os membros ad hoc e demais áreas acessórias poderão ser acionadas pontualmente para compor o Grupo, de acordo com a natureza e criticidade do evento.

O primeiro passo para gerenciar a ocorrência é classificar sua natureza e, se caracterizado como crise, o seu nível de gravidade. Ou seja, entender qual é a intensidade com que as consequências e a repercussão dos fatos podem atingir a Companhia e, por fim, os públicos de seu relacionamento.

Para determinar o nível de gravidade, são analisadas as características da ocorrência, considerando o impacto nas pessoas, nas comunidades, no meio ambiente, na área financeira, na segurança patrimonial e nas operações da Companhia.

Para todos os casos, considera-se também a abrangência da repercussão da ocorrência na opinião pública e stakeholders, o que inclui os veículos de comunicação conhecidos: jornais, revistas, rádios, televisões, portais de internet, agências de notícias, blogs, redes sociais e outros.

A extensão da ocorrência e a sua gravidade devem também ser avaliadas, considerando a abrangência do assunto do ponto de vista de localização geográfica. Pela complexidade das operações da CPFL, as emergências ou crises podem ter diferentes níveis de abrangência.

Além das respostas técnicas, a CPFL se mobiliza para oferecer suporte tanto às comunidades afetadas quanto aos seus colaboradores, podendo incluir doações de suprimentos e recursos financeiros, dentre outras ações.

Por exemplo, no evento climático extremo ocorrido recentemente no Rio Grande do Sul, a CPFL implementou medidas em colaboração com outras instituições para a reconstrução das áreas afetadas e restauração de serviços essenciais. Essas ações refletem o compromisso da CPFL com a mitigação de crises, resiliência frente a desastres e o apoio contínuo às comunidades impactadas, garantindo que as operações da Companhia voltem à normalidade de forma eficiente.

(2) APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”) e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”).

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

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras e somente elas, estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

As demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (“www.aneel.gov.br”) e da Companhia (“www.cpf.com.br”) a partir da data estabelecida pelo Órgão Regulador.

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras foi dada pela Administração em 14 de fevereiro de 2025.

2.2 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais que são mensurados a cada data de reporte e registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado. A classificação da mensuração do valor justo nas categorias níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 31 de Instrumentos financeiros.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis podem divergir dos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 7 – Consumidores, concessionárias e permissionárias: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados;
- Nota 9 – Ativo e passivo financeiro setorial: critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens;
- Nota 10 – Débitos fiscais diferidos: reconhecimento de ativos, disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados;
- Nota 11 – Ativo financeiro da concessão premissas para determinação do valor justo com base em dados não observáveis significativos (nota 31);
- Nota 12 – Outros ativos: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada;
- Nota 14 – Intangível: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 16 – Empréstimos e financiamentos: principais premissas para determinação do valor justo;
- Nota 17 – Debêntures: principais premissas para determinação do valor justo;
- Nota 18 – Entidade de previdência privada: principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos;
- Nota 19 – Impostos, taxas e contribuições a recolher: incertezas sobre os tributos sobre o lucro;
- Nota 20 – Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e depósitos judiciais: reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos; e;
- Nota 31 – Instrumentos financeiros – derivativos: principais premissas para determinação do valor justo.

Adicionalmente a Administração exerce julgamentos significativos na determinação das premissas utilizadas na mensuração do passivo de arrendamento, como a determinação do prazo dos vários contratos de arrendamentos, das taxas de desconto, da determinação dos contratos que estão no escopo da norma e, dos impactos que eventuais alterações nas premissas associadas aos julgamentos e estimativas adotados pela Companhia.

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações financeiras estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

2.5 Segmento operacional

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica, na prestação de serviços de distribuição e disponibilidade de energia elétrica, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade. Consequentemente, a Companhia concluiu que a sua demonstração de resultados e as demais informações constantes nestas notas explicativas, apresentam as informações requeridas sobre seu único segmento operacional.

2.6 Demonstração do valor adicionado

A Companhia elaborou as demonstrações do valor adicionado (“DVA”) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

(3)SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis utilizadas na preparação dessas demonstrações financeiras estão descritas a seguir. Essas políticas foram aplicadas de maneira consistente em todos os períodos apresentados.

3.1 Caixa e equivalentes de caixa

Nas demonstrações de fluxo de caixa, caixa e equivalentes de caixa podem incluir saldos negativos de contas garantidas que são exigíveis imediatamente e são parte integrante da gestão de caixa da Companhia.

Caixa e equivalentes de caixa compreendem os saldos de caixa e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais estão sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor justo no momento de sua liquidação e são utilizados pela Companhia na gestão das obrigações de curto prazo.

A determinação da composição de caixa e equivalentes de caixa da Companhia tem como objetivo a manutenção de caixa suficiente que assegure a continuidade dos investimentos e o cumprimento das obrigações de curto e longo prazo, mantendo o retorno de sua estrutura de capital a níveis adequados, visando à continuidade dos seus negócios e o aumento de valor para os acionistas.

3.2 Contratos de concessão

O ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão estabelece diretrizes gerais para o reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados em contratos de concessão e são aplicáveis para situações em que o Poder Concedente controle ou regulamente quais serviços o concessionário deve prestar com a infraestrutura, a quem os serviços devem ser prestados e por qual preço e controle qualquer participação residual significativa na infraestrutura ao final do prazo da concessão.

Atendidas estas definições, a infraestrutura da Companhia é segregada e movimentada como ativo contratual, desde a data de sua construção até a completa finalização das obras e melhorias, cumprindo as determinações existentes nos CPCs, de modo que, quando em operação, sejam reclassificados nas demonstrações financeiras de ativo contratual para as rubricas de (i) ativo intangível, correspondendo ao direito de explorar a concessão mediante cobrança aos usuários dos serviços públicos e (ii) ativo financeiro correspondendo ao direito contratual incondicional de recebimento de caixa (indenização), mediante reversão dos ativos ao término da concessão.

O valor do ativo financeiro da concessão é determinado com base em seu valor justo, apurado através da base de remuneração dos ativos da concessão, conforme legislação vigente estabelecida pelo órgão regulador (ANEEL), e leva em consideração as alterações no valor justo, tomando por base principalmente os fatores como valor novo de reposição e atualização pelo IPCA. O ativo financeiro enquadra-se na categoria valor justo por meio do resultado e as mudanças nos valores justos têm como contrapartida a conta de receita operacional (notas 4 e 24).

O montante remanescente é registrado no ativo intangível e corresponde ao direito de cobrar os consumidores pelos serviços de distribuição de energia elétrica, sendo sua amortização realizada de acordo com o padrão de consumo que reflita o benefício econômico esperado até o término da concessão.

A prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente, tendo como contrapartida um ativo financeiro, correspondendo aos valores passíveis de indenização, e os montantes residuais são classificados como ativo intangível, que serão amortizados pelo prazo da concessão, de acordo com o padrão econômico que contraponha a receita cobrada pelo consumo de energia elétrica.

Em função (i) do modelo tarifário que não prevê margem de lucro para a atividade de construção da infraestrutura, (ii) da forma como a Companhia gerencia as construções, através do alto grau de terceirização e (iii) de não existir qualquer previsão de ganhos em construções nos planos de negócio da Companhia, a Administração julga que as margens existentes nesta operação são irrelevantes e, portanto, nenhum valor adicional ao custo é considerado na composição da receita. Desta forma, as receitas e os respectivos custos de construção estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício nos mesmos montantes.

3.3 Instrumentos financeiros

- Ativos financeiros

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que foram originados ou na data da negociação em que a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento. O desreconhecimento de um ativo financeiro ocorre quando os direitos contratuais aos respectivos fluxos de caixa do ativo expiram ou quando os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos.

Mensuração subsequente e ganhos e perdas:

Ativos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado (VJR): esses ativos são subsequentemente mensurados ao valor justo. O resultado líquido, incluindo juros é reconhecido no resultado.

Ativos financeiros a custo amortizado: estes ativos são mensurados de forma subsequente ao custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos. O custo amortizado é reduzido por perdas por *impairment*. As receitas de juros, ganhos e perdas cambiais e *impairment* são reconhecidos no resultado. Qualquer ganho ou perda no desreconhecimento é reconhecido no resultado.

Instrumentos de dívida ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA): esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Os resultados líquidos são reconhecidos em outros resultados abrangentes, com exceção dos rendimentos de juros calculados utilizando o método de juros efetivos, ganhos e perdas cambiais e *impairment* que devem ser reconhecidos no resultado. No momento do desreconhecimento, o efeito acumulado em outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado. A Companhia não detém ativos financeiros desta classificação.

Instrumentos patrimoniais ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes: esses ativos são mensurados de forma subsequente ao valor justo. Todas as variações são reconhecidas em outros resultados abrangentes e nunca serão reclassificadas para o resultado. A Companhia não detém ativos financeiros desta classificação.

Os ativos financeiros não são reclassificados subsequentemente ao reconhecimento inicial, a não ser que a Companhia mude o modelo de negócios para a gestão de ativos financeiros, e neste caso todos os ativos financeiros afetados são reclassificados no primeiro dia do período de apresentação posterior à mudança no modelo de negócios.

Custo amortizado: Um ativo financeiro é mensurado ao custo amortizado se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo seja manter ativos financeiros para receber fluxos de caixa contratuais; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são relativos somente ao pagamento de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes (VJORA): Um instrumento de dívida é mensurado ao VJORA se atender ambas as condições a seguir e não for designado como mensurado ao VJR:

- é mantido dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é atingido tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros; e
- seus termos contratuais geram, em datas específicas, fluxos de caixa que são apenas pagamentos de principal e juros sobre o valor principal em aberto.

No reconhecimento inicial de um investimento em um instrumento patrimonial que não seja mantido para negociação, a Companhia pode optar irrevogavelmente por apresentar alterações subsequentes no valor justo do investimento em outros resultados abrangentes, sendo essa escolha feita investimento por investimento.

Todos os ativos financeiros não classificados como mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, conforme descrito acima, são classificados como ao VJR. Isso inclui todos os ativos financeiros derivativos (nota 31). No reconhecimento inicial, a Companhia pode designar de forma irrevogável um ativo financeiro não derivativo que de outra forma atenda aos requisitos para ser mensurado ao custo amortizado ou ao VJORA como ao VJR se isso eliminar ou reduzir significativamente um descasamento contábil que de outra forma surgiria.

Avaliação do modelo de negócio:

A Companhia realiza uma avaliação do objetivo do modelo de negócios em que um ativo financeiro é mantido em carteira porque isso reflete melhor a maneira pela qual o negócio é gerido e as informações são fornecidas à Administração. As informações consideradas incluem as políticas e objetivos estipulados para a carteira e o funcionamento prático dessas políticas. Eles incluem a questão de saber se:

- a estratégia da Administração tem como foco a obtenção de receitas de juros contratuais, a manutenção de um determinado perfil de taxa de juros, a correspondência entre a duração dos ativos financeiros e a duração de passivos relacionados ou saídas esperadas de caixa, ou a realização de fluxos de caixa por meio da venda de ativos;
- como o desempenho da carteira é avaliado e reportado à Administração da Companhia;
- os riscos que afetam o desempenho do modelo de negócios (e o ativo financeiro mantido naquele modelo de negócios) e a maneira como aqueles riscos são gerenciados;
- como os gerentes do negócio são remunerados - por exemplo, se a remuneração é baseada no valor justo dos ativos geridos ou nos fluxos de caixa contratuais obtidos; e
- a frequência, o volume e o momento das vendas de ativos financeiros nos períodos anteriores, os motivos de tais vendas e suas expectativas sobre vendas futuras.

Os ativos financeiros mantidos para negociação ou gerenciados com desempenho avaliado com base no valor justo são mensurados ao valor justo por meio do resultado.

Avaliação sobre se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos de principal e de juros:

Para fins dessa avaliação, o 'principal' é definido como o valor justo do ativo financeiro no reconhecimento inicial. Os 'juros' são definidos como uma contraprestação pelo valor do dinheiro no tempo e pelo risco de crédito associado ao valor principal em aberto durante um determinado período de tempo e pelos outros riscos e custos básicos de empréstimos (por exemplo, risco de liquidez e custos administrativos), assim como uma margem de lucro.

A Companhia considera os termos contratuais do instrumento para avaliar se os fluxos de caixa contratuais são somente pagamentos do principal e de juros. Isso inclui a avaliação sobre se o ativo financeiro contém um termo contratual que poderia mudar o momento ou o valor dos fluxos de caixa contratuais de forma que ele não atenderia essa condição. Ao fazer essa avaliação, a Companhia considera:

- eventos contingentes que modifiquem o valor ou a época dos fluxos de caixa;
- termos que possam ajustar a taxa contratual, incluindo taxas variáveis;
- o pré-pagamento e a prorrogação do prazo; e
- os termos que limitam o acesso da Companhia a fluxos de caixa de ativos específicos (por exemplo, baseados na performance de um ativo).

- Passivos financeiros

Passivos financeiros são reconhecidos inicialmente na data em que são originados ou na data de negociação em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais do instrumento. As classificações dos passivos financeiros são como seguem:

- i. Mensurados pelo valor justo por meio do resultado: são os passivos financeiros que sejam: (i) mantidos para negociação, (ii) designados ao valor justo com o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento

de receitas e despesas a fim de se obter informação contábil mais relevante e consistente ou (iii) derivativos. Estes passivos são registrados pelos respectivos valores justos, cujas mudanças são reconhecidas no resultado do exercício e qualquer alteração na mensuração subsequente dos valores justos que seja atribuível a alterações no risco de crédito do passivo é registrada contra outros resultados abrangentes.

- ii. Mensurados ao custo amortizado: são os demais passivos financeiros que não se enquadram na classificação acima. São reconhecidos inicialmente pelo valor justo deduzido de quaisquer custos atribuíveis à transação e, posteriormente, registrados pelo custo amortizado através do método da taxa efetiva de juros.

Os ativos e passivos financeiros somente são compensados e apresentados pelo valor líquido quando existe o direito legal de compensação dos valores e haja a intenção de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

As classificações dos instrumentos financeiros (ativos e passivos) estão demonstradas na nota 31.

- Capital social

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, líquidos de quaisquer efeitos tributários.

3.4 Intangível e Ativo contratual

Inclui os direitos que tenham por objeto bens incorpóreos como, direito de exploração de concessões, *softwares* e servidão de passagem.

O ativo intangível que corresponde ao direito de exploração de concessões é originado dos investimentos na infraestrutura (aplicação do ICPC 01 (R1) – Contratos de Concessão) em serviço em função do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica firmado pela Companhia, o ativo intangível registrado corresponde ao direito que a Companhia possui de cobrar os usuários pelo uso da infraestrutura da concessão. Uma vez que o prazo para exploração é definido contratualmente, este ativo intangível de vida útil definida é amortizado pelo prazo de concessão de acordo com uma curva que reflita o padrão de consumo em relação aos benefícios econômicos esperados. Para mais informações vide nota 3.2.

Os bens e instalações utilizados nas atividades de distribuição são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, doados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL. A ANEEL, através da Resolução nº 20 de 3 de fevereiro de 1999, alterada pela Resolução Normativa (“REN”) nº 691 de 8 de dezembro de 2015, dispensa as concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica de prévia anuência para desvinculação de bens considerados inservíveis à concessão, sendo o produto da alienação depositado em conta bancária vinculada para aplicação dos recursos na aquisição de novos bens vinculados aos serviços de energia elétrica.

Os ativos de infraestrutura da concessão em curso da Companhia foram classificados como ativos de contrato durante o período de construção ou de melhoria de acordo com os critérios do CPC 47.

3.5 Redução ao valor recuperável (“*impairment*”)

- Ativos financeiros

A Companhia avalia a evidência de perda de valor para determinados recebíveis tanto no nível individualizado, como no nível coletivo para todos os títulos significativos. Recebíveis que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

A Companhia reconhece provisões para perdas esperadas de crédito sobre: (i) ativos financeiros mensurados ao custo amortizado; (ii) investimentos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável; e (iii) ativos de contrato.

A Companhia mensura a provisão para perda esperada utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento em um montante igual à perda de crédito esperada para a vida inteira, exceto para os títulos de dívida com baixo risco de crédito na data do balanço, que são mensurados como perda de crédito esperada para 12 meses.

Ao determinar se o risco de crédito de um ativo financeiro aumentou significativamente desde o reconhecimento inicial e ao estimar as perdas de crédito esperadas, a Companhia considera uma abordagem simplificada de avaliação da inadimplência baseada em mensurar a perda esperada de um ativo financeiro equivalente às perdas de crédito esperadas para toda a vida de um ativo, contemplando informações razoáveis e passíveis de suporte que são relevantes e disponíveis sem custo ou esforço excessivo. Isso inclui informações e análises quantitativas e qualitativas, com base na experiência histórica da Companhia, na avaliação de crédito e considerando informações prospectivas (*forward-looking*).

A Companhia considera um ativo financeiro como em *default* quando o devedor não cumpriu com sua obrigação contratual de pagamento e é pouco provável que quite suas obrigações.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a definição de um percentual de perda baseado em suas taxas de inadimplência historicamente observadas ao longo da vida estimada do contas a receber de clientes para estimar as perdas de créditos esperadas para toda a vida do ativo, onde o histórico de perdas é ajustado para considerar efeitos das condições atuais e suas previsões de condições futuras que não afetaram o período em que se baseiam os dados históricos.

A metodologia desenvolvida pela Companhia resultou em um percentual de perda esperada para os títulos de consumidores, concessionárias e permissionárias que está aderente com o CPC 48 descrita como perda de crédito esperada (*Expected Credit Losses*), contemplando em um único percentual da probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla a chance de perda ("PD" - *Probability of Default*), exposição financeira no momento do não cumprimento ("EAD" - *Exposure At Default*) e a perda dada pela inadimplência ("LGD" - *Loss Given Default*).

Em cada data de balanço, a Companhia avalia se os ativos financeiros contabilizados pelo custo amortizado e os títulos de dívida mensurados ao VJORA, quando aplicável, estão com problemas de recuperação. Um ativo financeiro possui "problemas de recuperação" quando ocorrem um ou mais eventos com impacto prejudicial nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro.

Evidência objetiva de que ativos financeiros tiveram problemas de recuperação inclui os seguintes dados observáveis:

- dificuldades financeiras significativas do emissor ou do mutuário;
- quebra de cláusulas contratuais;
- reestruturação de um valor devido a Companhia em condições que não seriam aceitas em condições normais;
- a probabilidade que o devedor entrará em falência ou passará por outro tipo de reorganização financeira; ou,
- o desaparecimento de mercado ativo para o título por causa de dificuldades financeiras.

As perdas por *impairment* relacionadas à consumidores, concessionárias e permissionárias reconhecidas em ativos financeiros e outros recebíveis, incluindo ativos contratuais, são registradas no resultado do exercício.

- Ativos não financeiros

Os ativos não financeiros com vida útil indefinida como o ágio, são testados anualmente para a verificação se seus valores contábeis não superam os respectivos valores de realização. Os demais ativos sujeitos à amortização são submetidos ao teste de *impairment* sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil possa não ser recuperável.

O valor da perda corresponderá ao excesso do valor contábil comparado ao valor recuperável do ativo, representado pelo maior valor entre (i) o seu valor justo, líquido dos custos de venda do bem, ou (ii) o seu valor em uso.

Os ativos (ex: ágio, intangível de concessão) são segregados e agrupados nos menores níveis existentes para os quais existam fluxos de caixa identificáveis (Unidade Geradora de Caixa – “UGC”). Caso seja identificada uma perda ao valor recuperável, a respectiva perda é registrada na demonstração do resultado. Exceto pelo ágio, em que a perda não pode ser revertida no período subsequente, caso exista, também é realizada uma análise para possível reversão do *impairment*.

3.6 Provisões

As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável (mais provável que sim do que não) a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo.

3.7 Benefícios a empregados

A Companhia possui benefícios pós-emprego e planos de pensão sendo considerada patrocinadora deste plano. Apesar dos planos possuírem particularidades, têm as seguintes características:

- i. Plano de Contribuição Definida: plano de benefícios pós-emprego pelo qual a Patrocinadora paga contribuições fixas para uma entidade separada, não possuindo qualquer responsabilidade sobre as insuficiências atuariais desse plano. As obrigações são reconhecidas como despesas no resultado do exercício em que os serviços são prestados.
- ii. Plano de Benefício Definido: a obrigação líquida é calculada pela diferença entre o valor presente da obrigação atuarial obtida através de premissas, estudos biométricos e taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, e o valor justo dos ativos do plano na data do balanço. A obrigação atuarial é anualmente calculada por atuários independentes, sob responsabilidade da Administração, através do método da unidade de crédito projetada. Os ganhos e perdas atuariais são reconhecidos em outros resultados abrangentes, conforme ocorrem. Os juros líquidos (receita ou despesa) são calculados aplicando a taxa de desconto no início do período ao valor líquido do passivo ou ativo de benefício definido. O registro de custos de serviços passados, quando aplicável, é efetuado imediatamente no resultado.

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

3.8 Dividendo e juros sobre capital próprio

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social. Apenas o dividendo mínimo obrigatório pode ser provisionado, já o dividendo declarado ainda não aprovado só deve ser reconhecido como passivo nas demonstrações financeiras após aprovação pelo órgão competente. Desta forma, os montantes excedentes ao dividendo mínimo obrigatório, conforme rege a Lei nº 6.404/76, são mantidos no patrimônio líquido, em conta de dividendo adicional proposto, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações financeiras.

Conforme definido no Estatuto Social da Companhia e em consonância com a legislação societária vigente compete a Assembleia Geral a declaração de dividendo e juros sobre capital próprio intermediários apurados através de balanço semestral. A declaração destes montantes na data base 30 de junho, quando houver, só é reconhecida como um passivo nas demonstrações financeiras da Companhia após a data de deliberação da Assembleia Geral.

Os juros sobre capital próprio recebem o mesmo tratamento do dividendo e também estão demonstrados na mutação do patrimônio líquido. O imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre capital próprio é sempre contabilizado a débito no patrimônio líquido em contrapartida ao passivo no momento de sua

deliberação, mesmo que ainda não aprovado, por atenderem o critério de obrigação no momento da proposição pela Administração.

3.9 Reconhecimento de receita

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é medida pela contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando representar a transferência (ou promessa) de bens ou serviços a clientes de forma a refletir a consideração de qual montante espera trocar por aqueles bens ou serviços.

O CPC 47 estabelece um modelo para o reconhecimento da receita que considera cinco etapas: (i) identificação do contrato com o cliente; (ii) identificação da obrigação de desempenho definida no contrato; (iii) determinação do preço da transação; (iv) alocação do preço da transação às obrigações de desempenho do contrato e (v) reconhecimento da receita se e quando a empresa cumprir as obrigações de desempenho.

Desta forma, a receita é reconhecida somente quando (ou se) a obrigação de desempenho for cumprida, ou seja, quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação é efetivamente transferido ao cliente.

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura do consumo de seus clientes baseada em uma rotina de leitura (calendarização e rota de leitura) e fatura mensalmente o consumo de MWh baseada nas leituras realizadas para cada consumidor individual. Como resultado, uma parte da energia distribuída ao longo do mês não é faturada ao final de cada mês, e, conseqüentemente uma estimativa é desenvolvida pela Administração e registrada como “Não Faturado”. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia da Companhia disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que a obrigação de desempenho é satisfeita no decorrer da prestação do serviço, regida por contrato de prestação de serviços entre as partes.

As receitas dos contratos de construção são reconhecidas com a satisfação da obrigação de desempenho ao longo do tempo, considerando o atendimento de um dos critérios abaixo:

- (a) o cliente recebe e consome simultaneamente os benefícios gerados pelo desempenho por parte da entidade à medida que a entidade efetiva o desempenho;
- (b) o desempenho por parte da entidade cria ou melhora o ativo (por exemplo, produtos em elaboração) que o cliente controla à medida que o ativo é criado ou melhorado;
- (c) o desempenho por parte da entidade não cria um ativo com uso alternativo para a entidade e a entidade possui direito executável (*enforcement*) ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente.

Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento da Companhia.

3.10 Imposto de renda e contribuição social

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a itens registrados diretamente no patrimônio líquido ou no resultado abrangente, nos quais já são reconhecidos a valores líquidos destes efeitos fiscais.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação e para prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social e reflete a incerteza relacionada ao tributo sobre o lucro, se houver.

A Companhia registrou em suas demonstrações financeiras os efeitos dos créditos de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporariamente

indedutíveis, suportados por previsão de geração futura de bases tributáveis de imposto de renda e contribuição social. A Companhia registrou, também, créditos fiscais referentes ao benefício do intangível incorporado, os quais estão sendo amortizados linearmente pelo prazo remanescente do contrato de concessão.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a tributos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos são revisados anualmente e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

3.11 Resultado por ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado do exercício atribuível ao acionista controlador e a média ponderada das ações no respectivo exercício.

3.12 Subvenção governamental - CDE

As subvenções governamentais somente são reconhecidas quando houver razoável segurança de que esses montantes serão recebidos pela Companhia. São registradas no resultado dos exercícios nos quais a Companhia reconhece como receita os descontos concedidos relacionados à subvenção baixa renda, outros descontos tarifários, bem como os subsídios referente os valores recebidos para compensar a Companhia por despesas incorridas (Aporte CDE – baixa renda e demais subsídios tarifários - nota 24.3).

As subvenções recebidas referentes à compensação de descontos concedidos têm a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato nos termos do CPC 07.

As subvenções que visam compensar a Companhia por despesas incorridas são registradas em uma base sistemática durante os períodos em que as despesas correlatas são incorridas, a menos que as condições para o recebimento da subvenção sejam atendidas após o reconhecimento das despesas relacionadas. Nesse caso, a subvenção é reconhecida quando se torna recebível.

3.13 Ativo e passivo financeiro setorial

Conforme modelo tarifário, as tarifas de energia elétrica da Companhia devem considerar uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, estando a Companhia autorizada a cobrar de seus consumidores (após revisão e homologação pela ANEEL): (i) reajuste tarifário anual; e (ii) a cada cinco anos, de acordo com a concessão, a revisão periódica para efeito de recomposição de parte da Parcela B (custos gerenciáveis), e ajuste da Parcela A (custos não gerenciáveis).

A receita da Companhia é, basicamente, composta pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma através do uso da infraestrutura (rede) de distribuição e é afetada pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela A (custos não gerenciáveis): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pela Companhia, classificáveis como Parcela A, são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela B (custos gerenciáveis): composta pelos gastos com investimento em infraestrutura, gastos com a operação e a manutenção e pela remuneração aos provedores de capital. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco de negócios por não haver garantia de neutralidade tarifária para essa parte.

Esse mecanismo de definição de tarifa pode originar diferença temporal que decorre da diferença entre os custos previstos (Parcela A e outros componentes financeiros) e incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber pela Companhia nos casos em que os custos previstos e incluídos na tarifa são

inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos.

3.14 Arrendamentos

Com a adoção do CPC 06 (R2) a Companhia passou a reconhecer um ativo de direito de uso e um passivo de arrendamento na data de início do arrendamento. O passivo de arrendamento é mensurado inicialmente pelo valor presente dos pagamentos de aluguéis que não foram pagos na data de transição, descontados usando a taxa incremental, uma taxa nominal fixa baseada no endividamento da Companhia.

O prazo do arrendamento equivale ao período mínimo não cancelável dos contratos e a Companhia não adiciona ao prazo do arrendamento os períodos cobertos por uma opção de renovação, exceto nos casos em que a Companhia esteja razoavelmente certa de que a opção de renovação será exercida. O ativo de direito de uso é mensurado inicialmente ao custo, que compreende o valor da mensuração inicial do passivo de arrendamento e, quando aplicável, ajustado para quaisquer pagamentos de arrendamento efetuados de forma antecipada, custos diretos iniciais incorridos, estimativas de custo para desmontagem e remoção e incentivos recebidos.

O ativo de direito de uso é subsequentemente amortizado pelo mesmo método de amortização aplicado para itens similares do ativo intangível de direito de concessão e, se aplicável, também será reduzido por perdas por redução ao valor recuperável. A Companhia remensura o passivo de arrendamento se houver uma alteração no prazo do arrendamento ou se houver alteração nos pagamentos futuros de arrendamento resultante de alteração no índice ou na taxa utilizada para determinar esses pagamentos, reconhecendo o valor da remensuração do passivo de arrendamento como ajuste ao ativo de direito de uso.

3.15 Mudanças nas principais políticas contábeis

A partir de 1º de janeiro de 2024, a Companhia adotou as alterações ao CPC 26, referentes à Classificação de Passivos como Circulantes ou Não Circulantes. As alterações visam esclarecer que a classificação de passivos com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) só será afetada quando o atingimento desses índices for exigido até a data do balanço.

Além disso, a Companhia levou em consideração as modificações ao CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa e ao CPC 40 (R1) - Instrumentos Financeiros: Divulgações, que esclarecem as características dos acordos de financiamento com fornecedores e exigem divulgações adicionais sobre tais acordos. Os requisitos de divulgação visam auxiliar os usuários das demonstrações financeiras a entender os impactos desses acordos sobre os passivos, fluxos de caixa e a exposição ao risco de liquidez da entidade.

Outras novas normas também entraram em vigor a partir de 1º de janeiro de 2024, mas não afetaram materialmente as demonstrações financeiras da Companhia.

(4) DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

A Companhia determinou o valor justo como o valor pelo qual um ativo pode ser negociado, ou um passivo liquidado, entre partes interessadas, conhecedoras do negócio e independentes entre si, com a ausência de fatores que pressionem para a liquidação da transação ou que caracterizem uma transação compulsória.

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível,

informações obtidas pelo site da B3 S.A. – Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 31) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

O direito à indenização que será paga pela União no momento da reversão dos ativos da Companhia, ao final do seu prazo de concessão são classificados como mensurados a valor justo por meio do resultado. A metodologia adotada para valorização a valor justo destes ativos tem como ponto de partida o processo de revisão tarifária da Companhia. Este processo, realizado a cada cinco anos, consiste na avaliação ao valor novo de reposição da infraestrutura de distribuição, conforme critérios estabelecidos pelo órgão regulador ANEEL. Esta base de avaliação também é utilizada para estabelecer a tarifa que anualmente, até o momento do próximo processo de revisão tarifária, é reajustada tendo como parâmetro os principais índices de inflação.

Desta forma, no momento da revisão tarifária, cada concessionária ajusta a posição do ativo financeiro base para indenização aos valores homologados pelo órgão regulador e utiliza o IPCA como melhor estimativa para ajustar o valor original até o próximo processo de revisão tarifária.

(5) CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2024	31/12/2023
Saldos bancários	51.310	44.753
Aplicações financeiras	102.309	245.098
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	7.404	4.882
Títulos de crédito privado (b)	65.749	182.398
Fundos de investimentos (c)	29.156	57.818
Total	153.619	289.851

- Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários ("CDBs") e remuneração de 30% da variação do Certificado de Depósito Interbancário ("CDI") (15% da variação do CDI em 31 de dezembro de 2023).
- Corresponde a operações de curto prazo em: (i) ("CDBs") no montante de R\$ 65.749 (R\$ 150.068 em 31 de dezembro de 2023) e (ii) operações compromissadas em debêntures R\$ 32.330 em 31 de dezembro de 2023, todas estas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101,73% do CDI (100,00% do CDI em 31 de dezembro de 2023).
- Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez e remuneração equivalente, na média 99,50% do CDI (100,38% do CDI em 31 de dezembro de 2023), tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI, lastreadas em títulos públicos federais, CDBs e operações compromissadas lastreadas em títulos de terceiros de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

(6) TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	31/12/2024	31/12/2023
Através de fundos de investimentos	378.737	84.646
Total	378.737	84.646

Representa valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira ("LF") e Letra Financeira do Tesouro ("LFT"), através de cotas de fundos de investimento, no montante de R\$ 378.737 (R\$ 84.646 em 31 de dezembro de 2023), cuja remuneração equivalente, na média de 99,50% do CDI (100,38% do CDI em 31 de dezembro de 2023).

(7) CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSONÁRIAS

	Saldos vincendos	Vencidos		Total	
		até 90 dias	> 90 dias	31/12/2024	31/12/2023
Circulante					
Classes de consumidores					
Residencial	368.258	207.774	38.180	614.212	570.061
Industrial	34.951	15.756	21.499	72.207	57.186
Comercial	81.459	31.675	31.744	144.878	136.818
Rural	58.870	17.815	15.050	91.735	82.356
Poder público	23.004	2.941	3.703	29.648	30.199
Iluminação pública	24.245	839	1.036	26.120	44.296
Serviço público	11.776	2.125	868	14.769	15.514
Faturado	602.563	278.925	112.080	993.568	936.429
Não faturado	403.704	-	-	403.704	572.667
Parcelamento de débito de consumidores	51.108	20.469	16.919	88.497	56.945
Operações realizadas na CCEE	25.272	-	-	25.272	13.325
Concessionárias e permissionárias	16.658	-	-	16.658	13.020
Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica	(1.948)	-	-	(1.948)	(2.150)
Outros	434	-	-	434	131
	1.097.791	299.394	128.999	1.526.185	1.590.367
Provisão para créditos de liquidação duvidosa				(107.756)	(89.350)
Total				1.418.429	1.501.016
Não circulante					
Precatórios	23.671	-	-	23.671	23.148
Parcelamento de débito de consumidores	28.624	-	-	28.624	29.461
Total	52.294	-	-	52.294	52.610

Parcelamento de débitos de consumidores – refere-se à negociação de créditos vencidos junto a consumidores das classes residencial, comercial, industrial, rural e poder público. As regras de parcelamento seguem as políticas internas da Companhia.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base na perda esperada utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, baseada em histórico e probabilidade futura de inadimplência. O detalhamento da metodologia de provisão está descrito na nota 31 (f).

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir:

	Consumidores, concessionárias e permissionárias	Outros ativos (nota 12)	Total
Saldo em 31/12/2022	(91.405)	(16.972)	(108.377)
Provisão revertida (constituída) líquida	(122.213)	14	(122.199)
Recuperação de receita	51.615	-	51.615
Baixa de contas a receber provisionadas	72.653	-	72.653
Saldo em 31/12/2023	(89.350)	(16.958)	(106.308)
Provisão revertida (constituída) líquida	(155.728)	(126)	(155.853)
Recuperação de receita	44.313	-	44.313
Baixa de contas a receber provisionadas	93.008	-	93.008
Saldo em 31/12/2024	(107.756)	(17.083)	(124.839)

(8) TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/12/2024	31/12/2023
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	3.563
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	-	12.142
Imposto de renda e contribuição social a compensar	222	87.119
Imposto de renda e contribuição social a compensar	222	102.825
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	11.201	7.162
ICMS a compensar	131.365	117.503
Programa de integração social - PIS	821	456
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.787	2.103
Outros	-	11
Outros tributos a compensar	147.174	127.235
Total circulante	147.396	230.059
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	30.489	174
Imposto de renda a compensar - IRPJ	82.597	229
Imposto de renda e contribuição social a compensar	113.086	403
ICMS a compensar	165.105	165.094
Programa de integração social - PIS	956	918
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.405	4.227
Outros	858	671
Outros tributos a compensar	171.324	170.910
Total não circulante	284.410	171.313

Antecipações de Contribuição social – CSLL e Imposto de renda – IRPJ – refere-se ao recolhimento a maior de estimativas de IRPJ e CSLL do ano de 2023.

Imposto de renda e contribuição social a compensar no circulante – referem-se principalmente a constituição de crédito de imposto sobre lucro líquido e retenções de órgão público.

Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte – refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras.

ICMS a compensar – refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos intangíveis e ativos financeiros.

Imposto de renda e contribuição social a compensar no não circulante: refere-se ao reconhecimento do crédito gerado sobre a atualização financeira de repetição de indébito. Em setembro de 2021, o Supremo Tribunal Federal (“STF”) decidiu que o Imposto de Renda Pessoa Jurídica e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido não incidem sobre a taxa Selic recebida pelo contribuinte na devolução de tributos pagos indevidamente (repetição de indébito). A Companhia havia impetrado ação judicial em julho de 2021, resguardando assim seu direito de recuperar os montantes tributados a maior nos últimos 5 anos. Em 2024, a Companhia recebeu da Receita Federal do Brasil resposta à Solução de Consulta por ela previamente apresentada, que tem relação como tema, tornando-se neste momento possível o reconhecimento do crédito no montante de R\$ 112.683.

8.1 Exclusão do ICMS da base de PIS e COFINS

Ativo	31/12/2024	31/12/2023
<u>Circulante</u>		
PIS sobre ICMS	108.662	144.817
COFINS sobre ICMS	500.505	667.035
Total circulante	609.168	811.851
<u>Não circulante</u>		
PIS sobre ICMS	193.084	201.904
COFINS sobre ICMS	889.355	929.981
Total não circulante	1.082.439	1.131.885
Passivo	31/12/2024	31/12/2023
<u>Circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	324.400	413.695
Total circulante	324.400	413.695
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	1.240.684	1.261.704
Total não circulante	1.240.684	1.261.704

Em 2021, a Companhia obteve o trânsito em julgado em sua ação judicial, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de junho de 2002).

Considerando as duas ações judiciais (RGE Sul “Processo judicial n°. 5081703-26.2018.4.04.7100” e RGE “Processo judicial n°. 5003290-12-2017.4.04.7107”), o montante total até dezembro de 2024 de ativos de tributos a compensar é de R\$ 1.691.607 e do passivo com consumidores é de R\$ 1.565.084.

Para a RGE Sul “Processo judicial n°. 5081703-26.2018.4.04.7100” os registros contábeis de ativos de tributos a compensar foram reconhecidos nas demonstrações financeiras, que atualizado até 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 807.646 (R\$ 1.059.161 em 31 de dezembro de 2023). Sendo que, entre julho de 2021 e dezembro de 2024 já foram compensados R\$ 1.788.826.

Em relação ao saldo do passivo com consumidores atualizado em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 763.875, saldo este já considerando no reajuste tarifário de junho de 2021 (R\$ 228.800), junho 2022 (R\$ 657.746), junho 2023 (R\$ 887.749) e junho 2024 (R\$ 75.526) (nota 9) a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário no total de R\$ 1.849.821.

Ainda em 2021, tendo em vista (i) decisão do Supremo Tribunal Federal (“STF”) em março de 2017 do tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõem a base de cálculo do PIS e da COFINS (ii) decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal (“STF”) que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE n° 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (iii) os termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, no 2º trimestre 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores no montante de R\$ 739.273 (R\$ 755.750 em 31 de dezembro de 2021), relacionado a RGE (empresa incorporada em dezembro de 2018), “Processo judicial n°. 5003290-12-2017.4.04.7107.

Em abril de 2024 a Companhia obteve o trânsito em julgado na ação judicial de sua sucedida “Processo judicial nº. 5003290-12-2017.4.04.7107, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de março de 2012). Em junho de 2024, o crédito decorrente da ação judicial foi habilitado junto a Receita Federal do Brasil, em agosto de 2024 as compensações foram iniciadas.

Com isso, no reajuste tarifário de junho de 2024 foram repassados parte dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário no total de R\$ 116.014 (nota 9), restando assim no passivo com consumidores, o saldo atualizado em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 801.208.

Ainda em relação ao “Processo judicial nº. 5081703-26.2018.4.04.7100” os registros contábeis de ativos de tributos a compensar atualizado até 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 883.960, sendo que, entre agosto e dezembro de 2024 já foram compensados R\$ 55.503.

Ainda sobre o processo, a Companhia recebeu da Receita Federal do Brasil a resposta à Solução Consulta previamente apresentada, no qual foi externado o entendimento sobre a necessidade de oferecimento a tributação de tal crédito para fins de IRPJ/CSLL e PIS/COFINS. Assim, nos termos da orientação acima, a tributação foi realizada, e o montante de R\$ 199.115 foi recolhido em fevereiro de 2024. Posteriormente, tais valores foram abatidos do repasse ao consumidor no Reajuste Tarifário Anual - RTA.

Foi publicada a Lei n. 14.385 em 28 de junho de 2022, a qual determina que a ANEEL promova, nos processos tarifários, a destinação integral do crédito em questão em proveito dos consumidores afetados pela cobrança de tributo a maior. A Companhia entende que tal dispositivo legal não lhe retira o direito de ter vertido em seu favor os créditos abarcados pela prescrição (acima de 10 anos), bem como continuará acompanhando os desdobramentos deste tema, de forma a adotar as medidas que sejam necessárias para resguardar seu direito.

Sobre este tema, em dezembro/2022 a Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), entidade da qual a Companhia é associada, ajuizou Ação Direta de Inconstitucionalidade perante o Supremo Tribunal Federal, distribuída sob nº 7324 questionando referida legislação, a qual pende de julgamento.

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, a Companhia entende que a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos após o trânsito em julgado de ação judicial está limitada ao prazo prescricional dos últimos 10 anos. Tal posicionamento foi inclusive externado pela Companhia através de contribuição apresentada no processo da Consulta Pública da ANEEL nº 05/2021, ainda sem conclusão por aquele Órgão.

Logo, a decisão contábil da Companhia de, não registrar qualquer crédito tributário em seu favor até o momento, não significa qualquer renúncia de direito.

(9) ATIVO E PASSIVO FINANCEIRO SETORIAL

A composição dos saldos e a movimentação do exercício do ativo e passivo financeiro setorial são como segue:

	Saldo em 31/12/2023			Receita operacional (nota 24)		Resultado financeiro (nota 27)	Devolução do crédito de PIS/COFINS	Recebimento CDE Eletrobrás	Saldo em 31/12/2024		
	Diferido	Homologado	Total	Constituição	Realização	Atualização monetária			Diferido	Homologado	Total
Parcela "A"	246.526	(72.678)	173.848	(177)	61.927	9.945	-	(51.246)	216.522	(22.225)	194.297
CVA (*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CDE (**)	3.019	(34.721)	(31.702)	(811)	44.764	(2.308)	-	(51.246)	(27.054)	(14.248)	(41.303)
Custos energia elétrica	(271.845)	(301.344)	(573.189)	(157.552)	541.229	(37.861)	-	-	(249.743)	(227.374)	(227.374)
ESS e EER (***)	50.971	19.762	70.734	38.973	(38.478)	6.175	-	-	58.438	18.965	77.403
Proinfa	-	(9.415)	(9.415)	(7.472)	13.755	(789)	-	-	-	(3.920)	(3.920)
Rede básica	234.975	113.267	348.243	150.168	(300.950)	35.147	-	-	71.149	161.458	232.607
Repasso de Itaipu	(78.212)	77.991	(221)	(25.105)	3.433	(7.078)	-	-	43.185	(72.156)	(28.971)
Transporte de Itaipu	29.732	9.098	38.830	10.136	(32.163)	4.424	-	-	(2.797)	24.025	21.227
Neutralidade dos encargos setoriais	66.896	(7.246)	59.650	9.248	(7.086)	(287)	-	-	47.632	13.893	61.525
Sobrecontratação	211.014	59.929	270.943	(8.891)	(162.577)	12.524	-	-	12.496	99.503	111.999
Bandeira Tarifária faturada	(25)	-	(25)	(8.871)	-	-	-	-	(8.896)	-	(8.896)
Outros componentes financeiros	(72.027)	(528.908)	(600.934)	434.166	563.777	(17.304)	(191.540)	-	369.170	(181.005)	188.164
Devolução do crédito de PIS/COFINS	-	(440.939)	(440.939)	(80.461)	538.199	-	(191.540)	-	(80.461)	(94.280)	(174.741)
Ultrap.Dem.e Exced.Reativos	(69.999)	(96.246)	(166.245)	(64.330)	21.499	(10.944)	-	-	(145.274)	(74.747)	(220.020)
Postergação RTA 2024	-	-	-	653.789	15.117	-	-	-	668.905	-	668.905
Outros	(2.028)	8.277	6.250	(74.831)	4.079	(21.477)	-	-	(74.001)	(11.978)	(85.980)
Total	174.499	(601.587)	(427.087)	433.989	625.704	(7.359)	(191.540)	(51.246)	585.692	(203.230)	382.461
Ativo circulante	-	-	-	-	130.933	-	-	-	-	-	393.443
Ativo não circulante	-	-	-	-	113.565	-	-	-	-	-	337.522
Passivo circulante	-	-	-	-	(527.433)	-	-	-	-	-	(150.540)
Passivo não circulante	-	-	-	-	(144.152)	-	-	-	-	-	(197.964)

(*) Conta de compensação da variação dos valores de itens da parcela "A"

(**) Conta de desenvolvimento energético

(***) Encargo do serviço do sistema ("ESS") e Encargo de energia de reserva ("EER")

CVA: referem-se às contas de variação da Parcela A, conforme nota 3.13. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

Neutralidade dos encargos setoriais: refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre a receita relativa a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.

Sobrecontratação: as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.

Outros componentes financeiros: (i) **Devolução do crédito de PIS/COFINS:** conforme a Resolução Homologatória ("REH") nº 3.335 relativa ao RTA de 2024, foi considerado o passivo financeiro setorial decorrente dos créditos de PIS/COFINS referente exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, cujo valor estava registrado em PIS/COFINS devolução consumidores, em outras contas a pagar e foi transferido para ativos e passivos financeiros setoriais no segundo trimestre de 2024 (nota 8.1); (ii) **Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos:** valores em constituição e valores já homologados em revisão tarifária periódica e que passaram a ser amortizados pelo prazo de vigência da revisão; (iii) **Postergação RTA 2024:** Devido aos eventos climáticos extremos ocorridos em maio de 2024 (nota 1.1), e no intuito de mitigar o agravamento da situação econômica enfrentada por seus consumidores, a Companhia solicitou à ANEEL o adiamento da aplicação do reajuste tarifário de junho de 2024 de 12,33%, por 2 meses, tempo necessário para que avaliasse a possibilidade de diferir integralmente o reajuste tarifário, com recuperação do valor diferido em período futuro. O pedido foi aceito pela ANEEL conforme Resolução Homologatória ("REH") nº 3.335, de 19 de junho de 2024. Em 13 agosto de 2024, a ANEEL publicou a REH nº 3.372, relativo ao reajuste tarifário anual – RTA, com efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 0,00%. Para a Companhia viabilizar o diferimento tarifário integral, foi necessário captar recursos para compensar o déficit de caixa, além disso, à ANEEL precisaria considerar a remuneração do valor diferido pela taxa Selic, até a sua completa recuperação, condição que foi aprovada pela ANEEL através do Despacho nº 2133/2024. O diferimento integral do reajuste tarifário de 2024 foi acatado através da REH nº 3.372/2024 de 13 de agosto de 2024, e por isso, a Companhia passou a registrar um contas a receber correspondente ao diferimento tarifário integral (parcelas mensais até junho de 2025), acrescido da taxa Selic. A ANEEL ainda avaliará o

período mais adequado para o repasse às tarifas, considerando o menor impacto aos consumidores e **(iv) Outros:** principalmente reversão CDE escassez hídrica, entre outros.

Recebimento – CDE Eletrobrás: conforme disposto na Resolução CNPE nº 15/2021, parte dos recursos decorrentes da Privatização da Eletrobrás estão sendo destinados à modicidade tarifária por meio de aportes ao fundo setorial CDE, desde 2022 e término em 2047. Nesse período, os recursos anuais aportados ao Fundo Setorial da CDE serão repassados às distribuidoras para reversão nos processos tarifários subsequentes em benefício dos consumidores. O repasse de 2024 ocorreu em abril e foi homologado pelo Despacho nº 1.239 de 23 de abril de 2024.

(10) DÉBITOS FISCAIS DIFERIDOS

10.1- Composição dos (débitos) e créditos fiscais diferidos:

	31/12/2024	31/12/2023
<u>Crédito (Débito) de contribuição social</u>		
Bases negativas	23.083	228
Benefício fiscal do intangível incorporado	33.163	35.280
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(248.020)	(148.943)
Subtotal	(191.774)	(113.435)
<u>Crédito (Débito) de imposto de renda</u>		
Prejuízos fiscais	65.517	634
Benefício fiscal do intangível incorporado	101.176	109.916
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(688.944)	(413.730)
Subtotal	(522.252)	(303.179)
Total	(714.026)	(416.614)

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de bases negativas e prejuízo fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis e benefício fiscal do intangível incorporado, está baseada nas projeções de lucros tributáveis futuros.

10.2 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. A taxa anual de amortização aplicada é linear de 4,11% ao ano.

10.3 - Saldos acumulados sobre diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis:

	31/12/2024		31/12/2023	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis				
Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	24.732	68.699	21.313	59.203
Entidade de previdência privada	1.121	3.115	1.842	5.117
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	11.760	32.666	10.093	28.036
Provisão energia livre	313	870	313	870
Programas de P&D e eficiência energética	(1.814)	(5.038)	(1.055)	(2.931)
Provisão relacionada a pessoal	2.281	6.335	2.039	5.665
Marcação a Mercado - Derivativos	10.197	28.325	2.088	5.799
Marcação a Mercado - Dívidas	(17.985)	(49.958)	(9.284)	(25.790)
Derivativos	(53.554)	(148.761)	(19.928)	(55.355)
Registro da concessão - ajuste do intangível	889	2.469	1.202	3.340
Registro da concessão - ajuste do ativo financeiro	(240.198)	(667.217)	(202.097)	(561.381)
Outros	14.275	39.653	41.085	114.124
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado				
Perdas atuariais	-	-	3.644	10.123
Marcação a Mercado - Derivativos	14	38	70	194
Marcação a Mercado - Dívidas	(50)	(140)	(267)	(742)
Total	(248.020)	(688.944)	(148.943)	(413.730)

10.4 – Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no não circulante, decorrentes de bases negativas, prejuízos fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado, estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação	
2025	266.088
2026	113.762
2027	90.839
Total	470.688

10.5 - Reconciliação dos montantes de contribuição social e imposto de renda registrados nos resultados dos exercícios de 2024 e 2023:

	2024		2023	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Lucro antes dos tributos	1.392.893	1.392.893	1.735.681	1.735.681
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(2.749)	(2.749)	(4.830)	(4.830)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	64.330	64.330	65.734	65.734
Despesa de Juros sobre o capital próprio	(147.700)	(147.700)	-	-
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(4.089)	(2.232)	12.102	(3.132)
Base de cálculo	1.302.685	1.304.542	1.808.687	1.793.453
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Crédito (Débito) fiscal apurado	(117.242)	(326.136)	(162.782)	(448.363)
Provisão para riscos fiscais	-	-	-	(24)
Total	(117.242)	(326.136)	(162.782)	(448.387)
Corrente	(42.614)	(117.374)	(142.120)	(385.258)
Diferido	(74.628)	(208.762)	(20.662)	(63.129)

(*) Programa de incentivo de inovação tecnológica

A despesa de imposto de renda e contribuição social e diferidos registrados no resultado do exercício de R\$ 283.390 (R\$ 83.791 em 2023), refere-se a, (i) benefício fiscal do intangível incorporado de R\$ 10.857 (R\$

10.857 em 2023), (iii) diferenças temporárias de R\$ 361.132 (crédito R\$ 6.329 em 2023) e crédito (iii) prejuízo fiscal e base negativa de R\$ 88.599 (débito R\$ 79.263 em 2023).

10.6 - Imposto de renda e contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no patrimônio líquido:

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2024 e 2023 foram os seguintes:

	2024		2023	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas (ganhos) atuariais	(102.140)	(102.140)	(3.262)	(3.262)
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	51.113	51.113	(29.837)	(29.837)
Base de cálculo	(51.027)	(51.027)	(33.099)	(33.099)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	4.592	12.757	2.979	8.275
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	(948)	(2.634)	(2)	(5)
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuariais	3.644	10.123	2.977	8.270
Risco de crédito de marcação a mercado de passivos financeiros	1.784	1.784	2.872	2.872
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados sobre o risco de crédito	(161)	(446)	(258)	(718)
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	3.483	9.677	2.718	7.552

(11) ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Saldo em 31/12/2022	8.010.390
Transferência - ativo contratual	961.735
Transferência - ativo intangível	(27.109)
Ajuste ao valor justo	462.815
Baixas	(55.342)
Saldo em 31/12/2023	9.352.489
Transferência - ativo contratual	1.207.432
Transferência - ativo intangível	(4.526)
Ajuste ao valor justo	476.065
Baixas	(103.891)
Saldo em 31/12/2024	10.927.569

O saldo refere-se ao ativo financeiro, correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização, no momento da reversão dos ativos ao Poder Concedente ao término da concessão, e a diferença para ajustar o saldo ao valor justo (valor novo de reposição “VNR” – nota 4), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional (nota 24) no resultado do exercício.

Em 2024, o valor das baixas de R\$ 103.891 (R\$ 55.342 em 2023) refere-se tanto à do ativo de R\$ 51.063 (R\$ 29.344 em 2023) como à baixa de sua respectiva atualização de R\$ 52.828 (R\$ 25.998 em 2023).

(12) OUTROS ATIVOS

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Adiantamentos - fornecedores	91	15	-	-
Cauções, fundos e depósitos vinculados	39.343	35.541	-	-
Ordens em curso	72.498	147.273	-	-
Serviços prestados a terceiros	6.719	6.886	-	-
Despesas antecipadas	48.349	41.297	8.659	14.110
Contas a receber - CDE	122.286	80.097	-	-
Adiantamentos a funcionários	9.026	9.112	-	-
Arrendamentos e aluguéis	23.461	29.890	-	-
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica a receber	4.379	4.383	-	-
Outros	11.873	28.707	8.223	14.602
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(17.083)	(16.958)	-	-
Total	320.942	366.243	16.883	28.712

Ordens em curso - compreende a custos e receitas relacionados à desativação ou alienação, em andamento, de bens do ativo intangível e os custos dos serviços relacionados a gastos com os projetos em andamento dos Programas de Eficiência Energética (“PEE”) e Pesquisa e Desenvolvimento (“P&D”). Quando do encerramento dos respectivos projetos, os saldos são amortizados em contrapartida ao respectivo passivo registrado em outras contas a pagar (nota 21).

Despesas antecipadas - refere-se principalmente a antecipação de despesas com PROINFA e licença de *software*.

Contas a receber – CDE – refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 16.658 (R\$ 13.064 em 31 de dezembro de 2023); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 102.574 (R\$ 64.420 em 31 de dezembro de 2023) e (iii) subvenção de bandeira tarifária no montante de R\$ 3.054 (R\$ 2.613 em 31 de dezembro de 2023) (nota 24.3).

Outros: refere-se, principalmente, ao direito de uso dos contratos de arrendamento da Companhia.

(13) ATIVO CONTRATUAL

Saldo em 31/12/2022	614.740
Adições	1.502.915
Transferência - Intangível em serviço	(211.075)
Transferência - Ativo financeiro	(961.735)
Saldo em 31/12/2023	944.845
Adições	1.778.930
Transferência - Intangível em serviço	(189.294)
Transferência - Ativo financeiro	(1.207.432)
Saldo em 31/12/2024	1.327.049

Referem-se aos ativos de infraestrutura da concessão durante o período de construção.

(14) INTANGÍVEL

	Direito de concessão		Outros ativos intangíveis	Total
	Adquirido em combinações de negócio	Infraestrutura de distribuição - em serviço		
Saldo em 31/12/2022	253.783	2.005.985	4.203	2.263.970
Custo histórico	1.923.048	5.540.263	42.904	7.506.215
Amortização acumulada	(1.669.265)	(3.534.278)	(38.701)	(5.242.245)
Amortização	(52.099)	(458.185)	(1.566)	(511.851)
Transferência - ativo contratual	-	211.075	-	211.075
Transferência - ativo financeiro	-	27.109	-	27.109
Baixa e transferência - outros ativos	-	(34.699)	-	(34.699)
Saldo em 31/12/2023	201.683	1.751.284	2.637	1.955.604
Custo histórico	1.923.048	5.585.648	42.904	7.551.600
Amortização acumulada	(1.721.365)	(3.834.364)	(40.267)	(5.595.996)
Amortização	(52.099)	(490.247)	(1.268)	(543.614)
Transferência - ativo contratual	-	189.294	-	189.294
Transferência - ativo financeiro	-	4.526	-	4.526
Baixa e transferência - outros ativos	-	(25.258)	(200)	(25.458)
Saldo em 31/12/2024	149.584	1.429.599	1.168	1.580.352
Custo histórico	1.923.048	5.602.588	42.704	7.568.340
Amortização acumulada	(1.773.464)	(4.172.989)	(41.536)	(5.987.988)

Adquirido em Combinações de Negócios: Refere-se principalmente ao intangível decorrente de incorporações da AES Guaíba Empreendimentos e DOC 3 Participações S.A. A amortização deste intangível é efetuada pelo método linear conforme revisão do CPC 04 – Ativo Intangível.

Os valores de amortização dos ativos intangíveis de infraestrutura de distribuição estão registrados na demonstração do resultado na rubrica de “amortização”.

Em conformidade com o CPC 20 (R1), os juros referentes aos empréstimos tomados pela Companhia para o financiamento das obras são capitalizados durante a fase de construção para os ativos qualificáveis. No exercício de 2024 foram capitalizados R\$ 17.310 (R\$ 13.448 em 2023), a uma taxa média de 7,66% a.a. (7,38% a.a. em 2023) (nota 27).

Teste de redução ao valor recuperável dos ativos

Para todos os exercícios apresentados, a Companhia avaliou eventuais indicativos de desvalorização de seus ativos que pudessem gerar a necessidade de testes sobre o valor de recuperação. Tal avaliação foi baseada em fontes externas e internas de informação, levando-se em consideração variações em taxas de juros, mudanças em condições de mercado, dentre outros. Para os exercícios de 2024 e 2023, não houve necessidade de provisão para redução ao valor recuperável dos ativos intangíveis.

(15) FORNECEDORES

	31/12/2024	31/12/2023
Circulante		
Encargos de serviço do sistema	11.381	17.892
Suprimento de energia elétrica	427.129	458.408
Encargos de uso da rede elétrica	206.739	173.154
Materiais e serviços	325.380	273.680
Total	970.629	923.133
Suprimento de energia elétrica	169.177	158.798
Encargos de uso da rede elétrica	64.733	60.762
Total	233.910	219.560

Os montantes de suprimento de energia elétrica e Encargos de uso da rede elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 34).

(16) EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A movimentação dos empréstimos e financiamentos está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
Moeda nacional							
Mensuradas ao custo							
Pós Fixado							
IPCA	2.145.817	-	(153.928)	212.290	-	(50.271)	2.153.907
Selic	-	300.000	-	4.902	-	-	304.902
Gastos com captação	(10.854)	(9.167)	-	3.469	-	-	(16.552)
Mensuradas ao valor justo							
Pré Fixado	-	361.436	-	3.260	-	-	364.696
Marcação a mercado	-	-	-	(66.622)	-	-	(66.622)
Total moeda nacional	2.134.963	652.269	(153.928)	157.299	-	(50.271)	2.740.331
Moeda estrangeira							
Mensuradas ao valor justo							
Dólar	1.370.309	-	(310.954)	40.704	303.518	(40.628)	1.362.949
Iene	361.696	199.100	(220.895)	4.191	74.661	(4.055)	414.698
Marcação a mercado	(51.005)	-	-	15.821	-	-	(35.184)
Total moeda estrangeira	1.681.000	199.100	(531.849)	60.716	378.179	(44.684)	1.742.462
Total	3.815.963	851.369	(685.778)	218.015	378.179	(94.955)	4.482.794
Circulante	534.107						1.308.175
Não circulante	3.281.856						3.174.619

Modalidade	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2023
Moeda nacional							
Mensuradas ao custo							
Pós Fixado							
IPCA	2.216.290	-	(172.115)	196.681	-	(95.039)	2.145.817
Gastos com captação	(14.003)	-	-	3.149	-	-	(10.854)
Total moeda nacional	2.202.287	-	(172.115)	199.830	-	(95.039)	2.134.963
Moeda estrangeira							
Mensuradas ao valor justo							
Dólar	1.458.206	325.995	(327.006)	39.213	(87.395)	(38.704)	1.370.309
Iene	-	360.000	-	1.287	409	-	361.696
Marcação a mercado	(79.539)	-	-	28.534	-	-	(51.005)
Total moeda estrangeira	1.378.667	685.995	(327.006)	69.034	(86.986)	(38.704)	1.681.000
Total	3.580.954	685.995	(499.121)	268.864	(86.986)	(133.744)	3.815.963
Circulante	491.124						534.107
Não circulante	3.089.830						3.281.856

Em consonância com o CPC 48, os gastos com captação referem-se aos custos diretamente atribuíveis às dívidas e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado, e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros dos empréstimos e financiamentos mensurados ao valor justo tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas dívidas de modo a obter uma informação contábil mais relevante e consistente, reduzindo o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas dívidas são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2024 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas dívidas foram de R\$ 101.806 (R\$ 51.005 em 31 de dezembro de 2023), que reduzidos das perdas não realizadas obtidas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 55.138 (R\$ 53.495 em 31 de dezembro de 2023), contratados para proteção da variação cambial (nota 31.b), geraram um ganho líquido não realizado de R\$ 46.668 (perdas R\$ 2.490 em 31 de dezembro de 2023).

Os detalhes dos empréstimos e financiamentos estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	31/12/2024	31/12/2023	Faixa de vencimento	Garantia
Moeda nacional					
Mensuradas ao custo					
Pós Fixado					
IPCA					
FINEM	IPCA + 4,27% a 4,74%	2.153.907	2.145.817	2020 a 2028	Fiança da CPFL Energia e recebíveis
		2.153.907	2.145.817		
SELIC					
FINEM	SELIC-10 +1,52%	304.902	-	2025 a 2027	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
		304.902	-		
Gastos com captação		(16.552)	(10.854)		
Mensuradas ao valor justo					
Pré Fixado					
FINEM	Pré fixado de 2,35% a 7,42%	364.696	-	2025 a 2029	Fiança da SGBP, CPFL Energia e recebíveis
Marcação a mercado		(66.622)	-		
		298.074	-		
Total moeda nacional		2.740.331	2.134.963		
Moeda estrangeira					
Mensuradas ao valor justo					
Empréstimos bancários (Lei 4.131)					
Dólar	US\$ + de 1,8258% a 4,732% e US\$ + Sofr 3 meses + 0,87%	1.362.949	1.370.309	2021 a 2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Iene	Iene + 0,6933% a 0,9250%	414.698	361.696	2024 a 2026	Fiança da CPFL Energia e nota promissória
Marcação a mercado		(35.184)	(51.005)		
Total moeda estrangeira		1.742.462	1.681.000		
Total		4.482.794	3.815.963		

Determinados empréstimos bancários, principalmente os contratados em moeda estrangeira, possuem swap convertendo variação cambial e taxa pré-fixada para variação de taxa de juros. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 31. A taxa efetiva dos empréstimos mensurados ao custo variam de 90% a 120% do CDI.

Os saldos de principal dos empréstimos e financiamentos registrados no passivo não circulante têm vencimentos assim programados:

Ano de vencimento

2026	1.032.828
2027	632.809
2028	1.582.854
2029	11.170
Subtotal	3.259.661
Marcação a mercado	(85.043)
Total	3.174.619

Os principais índices utilizados para atualização dos empréstimos e financiamentos e a composição do perfil de endividamento em moeda nacional e estrangeira, já considerando os efeitos dos instrumentos derivativos estão abaixo demonstrados:

Indexador	Variação acumulada %		% da dívida	
	2024	2023	31/12/2024	31/12/2023
IPCA	4,83	5,19	54,48	55,95
CDI	12,15	12,65	37,38	44,05
Outros			8,14	-
			100,00	100,00

Adições no exercício:

Modalidade	Montantes liberados em 2024	Líquido dos gastos de emissão	Pagamento de juros	Amortização do principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro / Taxa efetiva anual	Taxa efetiva com derivativos
Moeda Nacional							
Mensuradas ao custo							
BNDDES Direto - 20/21 - Sub B	300.000	290.833	Trimestral	44 parcelas de jan/26 até ago/29	Investimento	SELIC -10 + 1,52%	Não se aplica
Mensuradas ao valor justo							
BNDDES Direto - 20/21 - Sub B	300.000	300.000	Trimestral	Mensal após 09/2025	Investimento	BRL + 7,42%	CDI -5,21%
BNDDES Equipamentos Finame	61.436	61.436	Trimestral	Mensal após 09/2025	Investimento	BRL + 2,35%	CDI -11,54%
Moeda Estrangeira							
Empréstimos bancários (Lei 4.131)	199.100	199.100	Semestral	Parcela única em Agosto de 2024	Capital de Giro	YEN + 0,6933%	CDI + 0,55%
	860.536	851.369					

Condições restritivas:

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Algumas cláusulas contratuais estão vinculadas à índices financeiros da controladora CPFL Energia S.A. ("CPFL Energia"). Ainda o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2024.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras da Companhia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4,00.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e,
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA na controladora CPFL Energia, para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida direta ou indiretamente (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2024, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

(17) DEBÊNTURES

A movimentação das debêntures está demonstrada a seguir:

Modalidade	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	1.719.258	1.052.000	(603.000)	254.785	(250.874)	2.172.168
IPCA	92.627	-	(92.006)	1.768	(2.389)	-
Gastos com captação	(4.602)	(2.722)	-	3.612	-	(3.712)
Total ao custo	1.807.283	1.049.278	(695.006)	260.164	(253.263)	2.168.456
Mensuradas ao valor justo						
Pós fixado						
IPCA	1.885.924	696.000	(151.266)	224.033	(117.224)	2.537.466
Marcação a mercado	(50.743)	-	-	(173.100)	-	(223.843)
Total ao valor justo	1.835.181	696.000	(151.266)	50.932	(117.224)	2.313.623
Total	3.642.464	1.745.278	(846.272)	311.096	(370.487)	4.482.079
Circulante	284.265					139.515
Não circulante	3.358.199					4.342.564

Modalidade	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2023
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	1.719.109	-	-	236.579	(236.430)	1.719.258
IPCA	177.893	-	(88.038)	9.815	(7.044)	92.627
Gastos com captação	(5.977)	-	-	1.375	-	(4.602)
Total ao custo	1.891.025	-	(88.038)	247.769	(243.474)	1.807.283
Mensuradas ao valor justo						
Pós fixado						
IPCA	1.560.188	250.000	-	156.082	(80.346)	1.885.924
Marcação a mercado	(196.354)	-	-	145.611	-	(50.743)
Total ao valor justo	1.363.834	250.000	-	301.693	(80.346)	1.835.181
Total	3.254.860	250.000	(88.038)	549.462	(323.820)	3.642.464
Circulante	130.440					284.265
Não circulante	3.124.420					3.358.199

Em consonância com o CPC 48, os gastos com emissão referem-se aos custos diretamente atribuíveis à emissão das debêntures e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

A classificação como passivos financeiros de debêntures mensurados ao valor justo, tem o objetivo de confrontar os efeitos do reconhecimento de receitas e despesas oriundas da marcação a mercado dos derivativos de proteção, atrelados às respectivas debêntures, de modo a reduzir o descasamento contábil.

As mudanças dos valores justos destas debêntures são reconhecidas no resultado financeiro da Companhia.

Em 31 de dezembro de 2024 os ganhos acumulados não realizados obtidos na marcação a mercado das referidas debêntures foram de R\$ 223.843 (R\$ 50.743 em 31 de dezembro de 2023), que reduzidos das perdas obtidas não realizadas com a marcação a mercado dos instrumentos financeiros derivativos de R\$ 183.571 (ganhos R\$ 33.906 em 31 de dezembro de 2023), contratados para proteção da variação de taxa de juros (nota 31), geraram um ganho líquido não realizado de R\$ 40.272 (ganhos R\$ 84.649 em 31 de dezembro de 2023).

Os detalhes das debêntures estão demonstrados a seguir:

Modalidade	Encargos financeiros anuais	31/12/2024	31/12/2023	Faixa de vencimento	Garantia
Mensuradas ao custo					
Pós fixado					
CDI	CDI + 0,49 a 1,20%	2.172.168	1.719.258	2023 a 2031	Fiança da CPFL Energia
IPCA	IPCA + 5,35%	-	92.627	2017 a 2024	Fiança da CPFL Energia
Gastos com captação		(3.712)	(4.602)		
Total mensuradas ao custo		2.168.456	1.807.283		
Mensuradas ao valor justo					
Pós fixado					
IPCA	IPCA + 4,30% + 6,20%	2.537.466	1.885.924	2024 a 2037	Fiança da CPFL Energia
Marcação a mercado		(223.843)	(50.743)		
Total mensuradas ao valor justo		2.313.623	1.835.181		
Total		4.482.079	3.642.464		

Algumas debêntures possuem swap convertendo variação de IPCA para variação de CDI. Para mais informações sobre as taxas consideradas, vide nota 31. A taxa efetiva das debêntures mensuradas ao custo variam de 0,49% a 1,50% do CDI e IPCA + 5,05%.

O saldo de principal de debêntures registrado no passivo não circulante tem seus vencimentos assim programados:

Ano de vencimento	
2026	1.087.821
2028	512.245
2029	914.115
2030	505.037
2031 a 2035	1.337.774
2036 a 2040	142.432
Subtotal	4.499.423
Marcação a mercado	(156.859)
Total	4.342.564

Adições no exercício:

Modalidade	Quantidade emitida	Montantes liberados em 2024	Líquido dos gastos de emissão	Pagamento de juros	Amortização de principal	Destinação do recurso	Encargo financeiro /Taxa efetiva anual
Moeda nacional - CDI							
16ª Emissão	449.000	449.000	447.870	Semestral	2 Parcelas fev/30 e fev/31	Capital de giro	CDI + 1,00%
18ª Emissão	603.000	603.000	601.408	Trimestral	5 Parcelas set/28, dez/2028, mar/2029, jun/2029 e set/2029	Capital de giro	CDI + 0,49%/ CDI + 0,59%
Moeda nacional - IPCA							
17ª Emissão - 1ª Série	556.800	556.800	556.800	Semestral	03 Parcelas anuais a partir de abril de 2032	Investimentos	IPCA + 6,14%
17ª Emissão - 2ª Série	139.200	139.200	139.200	Semestral	03 Parcelas anuais a partir de abril de 2037	Investimentos	IPCA + 6,20%
	1.748.000	1.748.000	1.745.278				

Pré pagamento

No exercício de 2024 foram liquidadas antecipadamente R\$ 603.000 de debêntures da 12ª emissão, cujo vencimento original era até setembro de 2028.

Condições restritivas

As debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras da sua controladora CPFL Energia.

As apurações são feitas semestralmente, apresentamos abaixo os parâmetros de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2024.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2024, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

(18) ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação Família Previdência de Previdência Privada, que são distintos entre os colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A.), sendo conforme abaixo:

18.1 – Características:

“Plano 1” (Plano Único da incorporada): Plano do tipo “benefício definido” com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos 36 salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde 1997. Este plano estava registrado na extinta Rio Grande Energia S.A. até o agrupamento das distribuidoras aprovado em 31 de dezembro de 2018, conforme mencionado na nota 1; e

“Plano 2” (Plano Único da incorporadora): Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da Companhia é paritária à contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação Família Previdência.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação Família Previdência, foram implantados planos de previdência privada na modalidade de “contribuição definida”, sendo Bradesco Vida e Previdência para colaboradores contratados entre 1997 e 2018 pela extinta Rio Grande Energia S.A., e Itauprev para os colaboradores contratados pela companhia a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

18.2 - Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2024		31/12/2023	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	388.941	516.508	471.126	634.759
Valor justo dos ativos do plano	(443.253)	(467.674)	(473.065)	(500.813)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(54.312)	48.834	(1.939)	133.947
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	54.312	-	1.939	-
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	(47.695)	-	(73.755)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	-	1.139	-	60.192

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2022	439.609	589.674
Custo do serviço corrente bruto	(80)	848
Juros sobre obrigação atuarial	43.830	58.821
Contribuições de participantes vertidas no exercício	164	739
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	(73.755)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	23.182	32.825
Benefícios pagos no exercício	(35.579)	(48.148)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2023	471.126	561.004
Custo do serviço corrente bruto	(2.156)	(879)
Juros sobre obrigação atuarial	44.388	52.031
Contribuições de participantes vertidas no exercício	91	834
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	26.060
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	(9.943)	(23.972)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(77.971)	(96.814)
Benefícios pagos no exercício	(36.594)	(49.451)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2024	388.941	468.813

	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2022	(468.394)	(499.466)
Rendimento esperado no exercício	(46.955)	(49.605)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(164)	(739)
Contribuições de patrocinadoras	(2.304)	(4.481)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	9.173	5.330
Benefícios pagos no exercício	35.579	48.148
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2023	(473.065)	(500.813)
Rendimento esperado no exercício	(45.875)	(48.120)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(91)	(834)
Contribuições de patrocinadoras	(2.639)	(6.019)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	41.823	38.661
Benefícios pagos no exercício	36.594	49.451
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2024	(443.253)	(467.674)

18.3 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2024		31/12/2023	
	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>	<i>Plano 1</i>	<i>Plano 2</i>
Passivo atuarial líquido no início do exercício	-	60.192	-	90.209
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(2.382)	3.032	(214)	10.064
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(2.639)	(6.019)	(2.304)	(4.481)
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	26.060	-	(73.755)
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	(9.943)	(23.972)	-	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(77.971)	(96.814)	23.182	32.825
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	41.823	38.661	9.173	5.330
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	51.113	-	(29.837)	-
Passivo atuarial líquido no final do exercício	-	1.139	-	60.192
Circulante		-		17
Não circulante		1.139		60.175

18.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2025 estão apresentadas no montante de R\$ 2.691 (plano 1) e R\$ 6.488 (plano 2).

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação Família Previdência nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

Ano de pagamento	Plano 1	Plano 2
2025	38.653	51.639
2026	39.822	53.080
2027	41.015	54.567
2028	42.250	56.272
2029 a 2034	275.835	367.019
Total	437.575	582.577

Em 31 de dezembro de 2024, a duração média da obrigação do benefício definido foi 8,0 anos (Plano 1) e 8,8 anos (Plano 2).

18.5- Receitas e despesas com entidade de previdência privada

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2025 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2024 e 2023, são como segue:

	2025 estimadas		2024 realizadas		2023 realizadas	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Custo do serviço	(2.204)	(1.240)	(2.156)	(879)	(80)	848
Juros sobre obrigações atuariais	43.688	52.362	44.388	52.031	43.830	58.821
Rendimento esperado dos ativos do plano	(50.401)	(52.751)	(45.875)	(48.120)	(46.955)	(49.605)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	6.420	-	1.260	-	2.991	-
Total de (receita) despesa	(2.497)	(1.629)	(2.382)	3.032	(214)	10.064

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	Planos 1 e 2	
	31/12/2024	31/12/2023
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	11,82% a.a.	9,71% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	11,82% a.a.	9,71% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,77% a.a.(*)	5,73% a.a.(*)
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	3,89% a.a.	3,85% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	3,89% a.a.	3,85% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BR-EMS sb v.2021	BR-EMS sb v.2015 (-10)(**)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	(segregada por sexo)(**)	
Taxa de rotatividade esperada:	Light fraca	Light fraca
	Nula	Nula
	100% na primeira	100% na primeira
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:	elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral

(*) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE Plano I foi de 4,34% em 2024 e de 4,30% em 2023.

(**) Tábua biométrica de mortalidade geral para a RGE Sul plano I é BR-EMSsb v.2015 desagradada em 20% (segregada por sexo) em 2024 e 2023.

18.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2024 e 2023, administrados pela Fundação Família Previdência. Também

é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2025, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2024.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2024	2023	2024	2023
Renda fixa	85%	79%	84%	79%
Títulos públicos federais	69%	66%	65%	64%
Títulos privados (instituições financeiras)	1%	1%	1%	1%
Títulos privados (instituições não financeiras)	0%	1%	0%	1%
Fundos de investimento multimercado	14%	11%	18%	13%
Renda variável	4%	8%	4%	9%
Fundos de investimento em ações	4%	8%	4%	9%
Investimentos estruturados	10%	9%	10%	8%
Fundos de investimento multimercado	10%	9%	10%	8%
Cotados em mercado ativo	98%	97%	98%	96%
Imóveis	0%	1%	1%	1%
Operações com participantes	2%	2%	2%	3%
Outros ativos	-1%	0%	-1%	0%
Depósitos judiciais e outros	-1%	0%	-1%	0%
Não cotados em mercado ativo	2%	3%	2%	4%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano.

	Meta para 2025 - Fundação Família Previdência	
	Plano 1	Plano 2
Renda fixa	97,5%	96,7%
Imóveis	0,7%	0,8%
Empréstimos e financiamentos	1,8%	2,5%
Total	100,0%	100,0%

A meta de alocação para 2025 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação Família Previdência, efetuada ao final de 2024 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2025, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para as fundações atingirem os objetivos de gestão de investimentos é o Estudo de *Asset Liability Management* – ALM (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) do plano previdenciário administrado pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nos segmentos das classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativo, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam

na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos do plano, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

O Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros objetiva comprovar a adequação e aderência da taxa de juros real anual a ser adotada na avaliação atuarial dos planos e a taxa de retorno real anual projetada dos investimentos, considerando-se os fluxos de receitas e despesas projetados dos mesmos.

Estes estudos servem de base para determinação das premissas de retorno real estimado dos investimentos do plano previdenciário para horizontes de curto e longo prazo, bem como auxiliam na análise da liquidez dos mesmos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais do plano de benefício.

18.7 - Análise de sensibilidade

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33.

- Se a taxa de desconto nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 7.832 no plano 1 e de R\$ 10.376 no plano 2 (redução de R\$ 7.552 no plano 1 e de R\$ 10.004 no plano 2).

- Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 6.433 no plano 1 e de R\$ 10.067 no plano 2 (uma redução de R\$ 6.665 no plano 1 e de R\$ 10.374 no plano 2).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 11,82% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 11,57% a.a. e 12,07% a.a..

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi de BREMS sb v.2015 suav. 10% MF (plano I) e AT-2000 MF (plano II). As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

18.8 - Risco de investimento:

Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP-M, IPCA e SELIC, que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos. No primeiro trimestre, houve a aprovação pelo órgão fiscalizador, a Previc, da troca do indexador que reajusta os benefícios dos planos de IGP-DI para IPCA, o que possibilita melhores condições para o equilíbrio entre ativo (investimentos) e passivo (pagamento de benefícios).

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pela Gerência de Investimentos, Comitê Consultivo de Investimentos, Diretoria Executiva e Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias externas e internas. Dentre as tarefas do Comitê Consultivo de Investimentos, está a análise, manutenção, reprovação e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência, o que ocorre ao menos mensalmente. A Fundação Família Previdência realizou os seguintes movimentos ao longo do ano de 2024: a) aquisição de títulos públicos na curva; e b) redução na exposição do Segmento de Renda Variável. A

Fundação Família Previdência utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: Valor em Risco ("VaR"), *Tracking Risk*, *Tracking Error* e Teste de Perda em Cenário de Estresse ("*Stress Test*").

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe*, *Sharpe Generalizado* e *Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição ao risco de mercado dos portfólios dos planos.

A Política de Investimentos da Fundação Família Previdência determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e estabelecem a estratégia dos planos, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente. Não há propriedades ocupadas pela Companhia e suas controladas entre os ativos dos planos.

(19) IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

	Circulante	
	31/12/2024	31/12/2023
Outros impostos, taxas e contribuições a recolher		
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	24.798	55.744
Programa de integração social - PIS	7.710	11.372
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	35.866	52.666
Outros	20.685	17.516
Total	89.058	137.298
	Não circulante	
	31/12/2024	31/12/2023
Imposto de renda e contribuição social a recolher		
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	4.466	7.730
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	2.161	2.148
Total	6.627	9.878

(20) PROVISÕES PARA RISCOS FISCAIS, CÍVEIS E TRABALHISTAS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

	31/12/2024		31/12/2023	
	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais	Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais
Trabalhistas	88.843	24.449	78.414	28.041
Cíveis	85.959	11.846	67.819	10.986
Fiscais	18.380	30.639	34.444	45.667
Regulatórios	77.525	-	51.905	-
Total	270.707	66.933	232.583	84.695

A movimentação das provisões está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2023	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2024
Trabalhistas	78.414	29.292	(4.966)	(22.359)	8.463	88.843
Cíveis	67.819	73.051	(6.480)	(70.687)	22.256	85.959
Fiscais	34.444	597	(1.041)	(17.103)	1.483	18.380
Regulatórios	51.905	20.279	-	-	5.341	77.525
Total	232.583	123.220	(12.488)	(110.150)	37.542	270.707

As provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- Trabalhistas** - as principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações);
- Cíveis** - as causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, entre outros;
- Fiscais** - refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo principalmente INSS, FGTS, SAT, PIS e COFINS; e;
- Regulatórios** - os processos administrativos regulatórios estão relacionados a fiscalizações do órgão regulador.

Perdas possíveis:

A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2024 e 2023, estavam assim representadas:

	31/12/2024	31/12/2023	Principais causas
Trabalhistas	271.246	271.001	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	994.374	946.467	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifária, revisão de contratos e cobranças por ocupação de faixa de domínio
Fiscais	1.204.407	1.251.688	Imposto de Renda e Contribuição Social
Fiscais - Outros	653.899	615.894	INSS, ICMS, PIS e COFINS
Regulatório	147.457	106.339	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	3.271.383	3.191.389	

Fiscais: Imposto de Renda de Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (IRPJ e CSLL): Em 2012, a RGE recebeu a Execução Fiscal ajuizada pela União Federal para cobrança de IRPJ e CSLL dos exercícios de 1999 a 2003, referente a amortização do ágio registrado na aquisição da RGE pela DOC3, no montante atualizado de R\$ 702.646. Em março de 2024, o TRF4 julgou as apelações da Companhia e da União adotando entendimento desfavorável à RGE. O processo ainda aguarda julgamento de Embargos de Declaração opostos pela RGE perante o TRF4, para correção de erro material. A Administração da Companhia, suportada por seus consultores jurídicos externos, mantém o prognóstico de risco de perda do processo como possível. O próximo passo é a interposição de recursos aos tribunais superiores (STJ e STF).

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

(21) OUTRAS CONTAS A PAGAR

	Circulante		Não circulante	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Consumidores e concessionárias	288.426	206.767	80.993	76.024
Bônus Itaipu	53.084	-	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	59.069	98.014	2.368	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	25.986	50.921	13.929	18.543
EPE / FNDCT / PROCEL (*)	8.409	20.304	-	-
Adiantamentos	2.086	1.853	-	985
Descontos tarifários - CDE	-	18.351	-	-
Folha de pagamento	4.755	4.623	-	-
Participação nos lucros	24.685	24.292	2.341	2.524
Convênios de arrecadação	44.367	40.150	-	-
Outros	20.157	19.830	40.044	47.513
Total	531.024	485.105	139.677	145.590

(*) EPE - Empresa de Pesquisa Energética, FNDCT - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e PROCEL - Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica.

Consumidores e concessionárias: referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos. O saldo no passivo não circulante de R\$ 80.993 (R\$ 76.024 em 31 de dezembro de 2023), refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 34).

Bônus Itaipu: refere-se ao valor recebido da Companhia Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. (ENBPar) em decorrência do saldo anual superavitário da Conta Comercialização da Energia Elétrica da usina hidrelétrica de Itaipu (Conta de Itaipu) referente ao ano 2023, que será repassado aos consumidores das classes residencial e rural que tiveram ao menos um mês de consumo inferior a 350 kWh no mesmo ano que houve superávit na Conta de Itaipu, por meio de aplicação da Tarifa Bônus definida pela Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR) da ANEEL. Em 2024, foi homologado por meio da REH nº 3.420, e será repassado aos consumidores elegíveis nas faturas que serão emitidas a partir de janeiro de 2025.

Programas de eficiência energética - PEE e Pesquisa e desenvolvimento – P&D: a Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de PEE e P&D. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização. Adicionalmente a Lei nº 14.120 em 1º de março de 2021 e ao Despacho ANEEL nº 904 de 30 de março de 2021, estabelecem que entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, até 30% dos valores previstos para os programas de PEE e P&D, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à CDE em favor da modicidade tarifária.

Adiantamentos: referem-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços e adiantamento relativo ao aluguel de postes.

Descontos tarifários – CDE: refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE.

Participação nos lucros: em conformidade com o acordo coletivo de trabalho, a Companhia implantou programa de participação dos empregados nos lucros e resultados, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos.

Convênios de arrecadação: referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

Outros: refere-se, principalmente, ao passivo de arrendamento a pagar da Companhia (nota 3.14).

(22) PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação do acionista no patrimônio líquido da Companhia em 31 de dezembro de 2024 e 2023 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações		
	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S/A	1.001.751	1.001.751	89,01
CPFL Comercialização Brasil S/A	123.676	123.676	10,99
Total	1.125.427	1.125.427	100,00

22.1 - Gestão do capital

A política da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e a estratégia de subida de dividendos da Companhia para o controlador.

A Companhia gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. A Companhia monitora o capital utilizando o índice de alavancagem calculado pela dívida líquida em relação ao EBITDA.

Ao longo de 2024, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 3,12 vezes o EBITDA em 2024 (2,44 vezes em 2023), no critério de medição dos *covenants* financeiros da Companhia, maior do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 4,00, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

22.2 – Capital social

Através da AGO/E de 25 de abril de 2024, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 10.857, referente capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2023 sem emissão de novas ações.

22.3 – Dividendos e Juros sobre capital próprio (“JCP”)

Na AGO de 25 de abril de 2024 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2023, através de (i) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 267.072 aprovado em dezembro de 2023, e (iii) dividendo adicional proposto no montante de R\$ 6.027.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2024:

- Juros sobre o capital próprio sendo R\$ 77.700 (R\$ 66.045 líquido de IRRF) aprovado na AGE de 28 de março de 2024 e R\$ 70.000 (R\$ 59.500 líquido de IRRF) aprovado na AGE de 30 de setembro de 2024, os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2024.
- Dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 77.810, que será deliberado na AGO em abril de 2025.

No exercício de 2024, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 339.144 referente a dividendos e juros sobre capital próprio.

22.4 Reserva de capital

Refere-se ao benefício fiscal do Intangível Incorporado, oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna e da Rio Grande Energia de R\$ 141.391.

22.5 Reserva de lucros

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 2.480.867, correspondente a (i) Reserva legal R\$ 391.775, (ii) Reserva de lucros a realizar R\$ 922.910 e (iii) Reserva estatutária – reforço de capital de giro R\$ 1.166.182.

22.6 Resultado abrangente acumulado

É composto por:

- entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 29.194;
- efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros líquidos dos efeitos tributários com saldo credor de R\$ 270 (líquido de imposto de renda e contribuição social), de acordo com o CPC 48;

22.7 - Destinação do lucro líquido do exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	2024
Lucro líquido base para destinação	949.516
Reserva legal	(47.476)
Reserva de lucros a realizar	(279.336)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(397.194)
Juros sobre capital próprio	(147.700)
Dividendo mínimo obrigatório	(77.810)

Considerando o elevado plano de investimentos da Companhia para os próximos anos, a Administração está propondo a destinação de R\$ 397.194 à Reserva estatutária - reforço de capital de giro. Adicionalmente, parte do lucro do ano foi alocada à Reserva de lucros a realizar no montante de R\$ 279.336, referente principalmente à atualização monetária do ativo financeiro da concessão. Eventuais alterações nestas perspectivas que reflitam em alterações nas reservas poderão ser realizadas durante o exercício de 2025, mediante aprovação da Administração.

(23) LUCRO POR AÇÃO

Lucro por ação – básico

O cálculo do lucro por ação básico em 31 de dezembro de 2024 e 2023 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os exercícios apresentados:

	2024	2023
Numerador		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas controladores	949.516	1.124.512
Denominador		
Ações em poder dos acionistas - ações ordinárias	1.125.427	1.125.427
Lucro líquido básico por ação ordinária - R\$	843,69	999,19

Nos exercícios de 2024 e 2023 a Companhia não possuía instrumentos conversíveis em ações que gerassem impacto diluidor no lucro por ação.

(24) RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Nº de consumidores		GWh		R\$ mil	
	31/12/2024	31/12/2023	2024	2023	2024	2023
Receita de operações com energia elétrica						
Classe de consumidores						
Residencial	2.686.710	2.647.288	6.219	5.907	5.718.108	5.105.746
Industrial	19.452	18.589	847	1.078	740.775	886.787
Comercial	179.616	183.311	1.605	1.658	1.551.592	1.506.844
Rural	219.847	225.189	1.175	1.320	882.270	899.103
Poderes públicos	24.282	23.578	398	380	360.908	329.344
Iluminação pública	650	614	522	535	272.780	261.931
Serviço público	4.099	4.041	199	278	172.457	213.518
Fornecimento faturado	3.134.656	3.102.610	10.965	11.157	9.698.890	9.203.272
Consumo próprio	233	224	6	6	-	-
Fornecimento não faturado (líquido)	-	-	-	-	(189.004)	62.182
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo	-	-	-	-	(5.676.469)	(5.531.104)
Fornecimento de energia elétrica	3.134.889	3.102.834	10.972	11.163	3.833.417	3.734.350
Concessionárias, permissionárias e autorizadas			115	227	165.368	202.601
(-) Transferência da receita relacionada à disponibilidade da rede elétrica ao consumidor cativo			-	-	(123.817)	(135.788)
Energia elétrica de curto prazo			836	1.338	103.133	96.517
Suprimento de energia elétrica			951	1.566	144.684	163.330
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor cativo					5.800.286	5.666.892
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - TUSD consumidor livre					1.951.078	1.716.817
(-) Compensação pelo não cumprimento de indicadores técnicos					(64.433)	(50.999)
Receita de construção da infraestrutura de concessão					1.747.252	1.456.110
Ativo e passivo financeiro setorial (nota 9)					1.059.693	593.656
Atualização do ativo financeiro da concessão (nota 11)					423.237	436.817
Aporte CDE - baixa renda e demais subsídios tarifários					862.062	803.533
Outras receitas e rendas					182.087	192.889
Outras receitas operacionais					11.961.262	10.815.715
Total da receita operacional bruta					15.939.363	14.713.396
Deduções da receita operacional						
ICMS					(1.995.773)	(1.659.470)
PIS					(190.303)	(180.785)
COFINS					(880.205)	(832.524)
ISS					(195)	(154)
Conta de desenvolvimento energético - CDE					(1.566.141)	(1.505.094)
Programa de P & D e eficiência energética					(89.156)	(84.525)
PROINFA					(72.542)	(75.579)
Bandeiras tarifárias e outros					(2.462)	-
Outros					(120.640)	(91.347)
					(4.917.417)	(4.429.477)
Receita operacional líquida					11.021.946	10.283.920

24.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária ("PRORET"), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de janeiro de 2018, essa obrigação especial passou a ser amortizada. Os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser constituídos em ativos e

passivos financeiros setoriais, homologados em revisão tarifária periódica e amortizados até a próxima revisão tarifária periódica, e assim sucessivamente, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET.

Em 7 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como (i) obrigações especiais e estão sendo amortizadas e apresentadas líquidas no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25 e (ii) passivos financeiros setoriais os quais estão sendo amortizados e apresentados líquido na receita operacional líquida.

24.2 - Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)

Em junho de cada ano, a ANEEL, através de Resolução Homologatória (“REH”), reajusta a tarifa da Companhia. As tarifas têm vigência de 16 de junho até 15 de junho do ano subsequente e os últimos reajustes com reflexos nessas demonstrações financeiras, foram:

Em 18 de junho de 2024, a ANEEL prorrogou, a pedido da Companhia, a vigência das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, definidas na Revisão Tarifária de junho de 2023, pelo período de 19 de junho a 18 de agosto de 2024, conforme Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.335. Essa prorrogação foi necessária para que a Companhia busque alternativa para mitigar o impacto tarifário aos consumidores neste ano.

Em 23 de julho de 2024, a ANEEL aprovou, a pedido da Companhia e da ABRADEE, cálculo excepcional de recomposição dos efeitos de eventuais prorrogações e diferimentos tarifários aplicáveis às distribuidoras atingidas pelos eventos climáticos extremos no Estado do Rio Grande do Sul, discutido no âmbito da Consulta Pública nº 15/2024 e consubstanciado no Despacho nº 2.133/2024, possibilitando à Companhia buscar alternativa factível para a mitigação do impacto tarifário a seus consumidores.

Em 13 de junho de 2023, a ANEEL publicou a REH nº 3.206, relativo à revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas em 1,67%, sendo 7,22% referentes ao reajuste tarifário econômico e menos 5,55% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 1,10%.

24.3 – Aporte CDE – baixa renda e demais subsídios tarifários

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2024, foi registrada receita de R\$ 862.062 (R\$ 803.533 em 2023), sendo (i) R\$ 86.516 (R\$ 82.647 em 2023) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 661.244 (R\$ 651.878 em 2023) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 34.846 (R\$ 36.793 em 2023) de subvenção CCRBT e (iv) R\$ 79.456 (R\$ 32.215 em 2023) de custeio temporário dos componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (“SCEE”) conforme institui a Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022.

24.4 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio da REH nº 3.305, de 14 de novembro de 2023, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE-USO.

A REH nº 3.426, de 10 de dezembro de 2024, estabeleceu as quotas definitivas da CDE-USO de 2024 e as

quotas da CDE-GD, criada pela Lei nº 14.300 de 2022, cujos valores foram pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2024.

A CDE Conta-Covid foi criada pela REN nº 885, de 23 de junho de 2020 com as quotas homologadas pelo Despacho nº 181 de 26 de janeiro de 2021, com retificação por meio do Despacho nº 939 de 05 de abril de 2021. O Despacho nº 689 de 06 de março de 2024 homologou os valores revisados das quotas mensais da CDE Conta-Covid.

A CDE Escassez Hídrica, criada pela REN nº 1.008 de 15 de março de 2022, cujas quotas foram homologadas por meio do Despacho nº 510 de 24 de janeiro de 2023, sendo os valores pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2023.

A Medida Provisória nº 1.212/2024 e a Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024 regulamentaram a quitação antecipada da CDE Conta-Covid e CDE Escassez Hídrica utilizando os recursos da CDE Eletrobrás. Os pagamentos dessas contas foram encerrados em setembro de 2024.

(25) CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA

	GWh		R\$ mil	
	2024	2023	2024	2023
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	3.192	3.148	732.267	679.318
PROINFA	251	269	109.529	122.186
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	10.565	11.505	2.830.538	2.440.315
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(322.387)	(291.923)
Subtotal	14.007	14.921	3.349.947	2.949.896
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			1.372.992	1.260.803
Encargos de transporte de Itaipu			117.451	115.638
Encargos de conexão			188.089	177.981
Encargos de uso do sistema de distribuição			7.399	6.094
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			50.110	50.063
Encargos de energia de reserva - EER			251.812	293.858
Crédito de PIS e COFINS			(183.873)	(176.157)
Subtotal			1.803.980	1.728.280
Total			5.153.927	4.678.176

(*) Conta de energia de reserva

(26) OUTROS CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Outros custos com operação		Custo do serviço prestado a terceiros		Outras despesas operacionais						Total	
					Vendas		Gerais e administrativas		Outros			
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Pessoal	259.161	262.431	-	-	121.150	108.529	98.863	94.309	-	-	479.173	465.269
Entidade de previdência privada	650	9.850	-	-	-	-	-	-	-	-	650	9.850
Material	95.226	91.345	501	583	25.043	27.870	5.700	4.622	-	-	126.469	124.421
Serviços de terceiros	175.436	161.780	545	642	41.669	40.720	150.766	146.256	-	-	368.416	349.398
Custos com construção da infraestrutura	-	-	1.747.252	1.456.110	-	-	-	-	-	-	1.747.252	1.456.110
Outros	29.680	31.532	21	(3)	22.002	23.901	144.914	127.268	124.012	87.679	320.630	270.377
Taxa de arrecadação	-	-	-	-	22.278	23.998	-	-	-	-	22.278	23.998
Arrendamentos e aluguéis	28.028	30.883	-	-	-	-	372	(411)	-	-	28.400	30.472
Publicidade e propaganda	-	-	-	-	-	-	7.267	6.902	-	-	7.267	6.902
Legais, judiciais e indenizações	-	-	-	-	50	731	132.413	111.817	-	-	132.463	112.548
Perda (ganho) na alienação, desativação e outros de ativos não circulante	-	-	-	-	-	-	-	-	120.370	84.137	120.370	84.137
Outros	1.652	650	21	(3)	(326)	(828)	4.864	8.961	3.642	3.542	9.853	12.321
Total	560.152	556.938	1.748.320	1.457.332	209.864	201.020	400.243	372.455	124.012	87.679	3.042.591	2.675.425

(27) RESULTADO FINANCEIRO

	2024	2023
Receitas		
Rendas de aplicações financeiras	69.611	59.044
Acréscimos e multas moratórias	75.368	88.201
Atualização de créditos fiscais	128.669	135.995
Atualização de depósitos judiciais	3.800	6.044
Atualizações monetárias e cambiais	13.605	17.528
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	6.059	4.368
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	36.484	30.357
PIS/COFINS sobre outras receitas financeiras	(6.439)	(4.450)
Outros	9.389	13.918
Total	336.546	351.004
Despesas		
Encargos de dívidas	(582.928)	(478.233)
Atualizações monetárias e cambiais	(375.429)	(333.677)
(-) Juros capitalizados	17.310	13.448
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(43.843)	(15.302)
Atualização da exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS (nota 8.1)	(54.984)	(122.167)
Outros	(71.551)	(23.530)
Total	(1.111.425)	(959.461)
Resultado financeiro	(774.879)	(608.457)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,66% a.a. em 2024 (7,38% a.a. em 2023) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 23.723 (perdas R\$ 82.773 em 2023) (nota 31).

(28) TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2024, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S/A.

Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.

- ESC Energia S.A.

Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S/A.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- a) **Intangível, ativo contratual, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços de engenharia e consultoria.
- b) **Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** – A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras

estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto à Fundação Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, vide nota 18 - Entidade de Previdência Privada.

A controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por dois membros independentes e um executivo do Grupo, que avalia as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Administração considerou a proximidade de relacionamento com as partes relacionadas associada a outros fatores para determinar o nível de detalhes de divulgação das transações e acredita que as informações relevantes sobre as transações com partes relacionadas estão adequadamente divulgadas.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2024, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) - Partes Relacionadas foi de R\$ 6.030 (R\$ 7.848 em 2023). Este valor é composto por R\$ 5.134 (R\$ 6.514 em 2023) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 752 (R\$ 162 em 2023) de benefícios pós-emprego e R\$ 144 (R\$ 1.172 em 2023) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se ao valor registrado pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China) referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

Transações envolvendo acionistas controladores, entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Energia:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa / Custo	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	2024	2023	2024	2023
Alocação de despesas entre empresas								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	775	938	7.880	10.323	-	-	81.096	77.655
Arrendamento e aluguel								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	-	957	-	-	126	234
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia e CPFL Comercialização Brasil	-	-	137.310	267.072	-	-	-	-
Ativo contratual, intangível, materiais e prestação de serviço								
Entidades sob o controle comum	-	10.929	-	6.779	-	-	-	4.762
Entidades sob o controle da CPFL Energia (*)	522	357	9.915	8.441	41	27	100.430	61.975
Compra e venda de energia e encargos								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	17	14	5.790	4.967	144	113	388.804	364.177
Empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Energia	-	-	5.973	5.839	-	-	75.378	78.861
Encargos - Rede básica								
Entidades sob o controle comum	-	-	-	-	-	-	128.287	123.923
Outras operações financeiras								
State Grid Brazil Power Participações S.A. (**)	-	-	382.298	382.230	-	-	45.059	2.230
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	1.769	1.863
Entidades sob o controle da CPFL Energia	122	91	35.049	13.844	-	-	-	-
Entidades sob o controle comum	-	-	-	-	(4.176)	-	-	-

(*) A Companhia adquiriu equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e contratação de serviços de informática e construção civil no exercício. Do valor total de dispêndios relacionados a estas operações, foram capitalizados o montante de R\$ 20.120 no exercício (R\$ 22.328 em 2023), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(**) Em 21 de dezembro de 2022 a Companhia efetuou a emissão de debêntures no montante de R\$ 1.090.000 MM, com taxa efetiva anual de CDI + 1,20% pelo prazo de quatro anos, sendo adquirida pela State Grid Brazil Power Participações S.A com saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 382.272 MM (R\$ 382.230 MM em 31 de dezembro de 2023).

(29) SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

<u>Descrição</u>	<u>Ramo da apólice</u>	<u>31/12/2024</u>
Ativo financeiro da concessão / Intangível	Riscos nomeados	368.000
Transporte	Transporte nacional e internacional	548.868
Responsabilidade civil	Geral e riscos ambientais	50.736
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	409.500
Garantia	Seguro Garantia	2.150.361
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		3.677.465

Determinadas apólices para cobertura de responsabilidade civil são compartilhadas entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago proporcionalmente por cada empresa envolvida de acordo com critérios definidos pela Administração.

(30) GESTÃO DE RISCOS

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve as áreas de negócio, a Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO (*Data Protection Officer*), a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria o Conselho de Administração e conselho fiscal da CPFL Energia. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gerenciamento de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia:

- Orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia;
- Zelar para que a Diretoria possua mecanismos e controles internos para conhecer e avaliar os Riscos;
- Tomar conhecimento sobre as alterações no Mapa Corporativo de Risco;
- Deliberar sobre as mudanças de limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia;
- Deliberar sobre a inclusão ou exclusão de Riscos no Mapa Corporativo de Riscos;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extrapolação do limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia.

Cabe ao Comitê de Auditoria:

- Avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia;
- Assessorar o Conselho de Administração da CPFL Energia no monitoramento e controle da qualidade das demonstrações financeiras, nos controles internos e no gerenciamento de riscos.

Ao Conselho Fiscal compete, entre outros:

- Certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração, divulgação e acuracidade das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva cabe:

- Recomendar mudança de metodologias de limite de risco ao Conselho de Administração da CPFL Energia;
- Avaliar a eficácia da Política de Gerenciamento de Riscos e dos sistemas de gerenciamento de riscos e prestar contas ao Conselho de Administração da CPFL Energia sobre essa avaliação;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extrapolação dos limites de riscos.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO é responsável por:

- Coordenar o processo de avaliação de riscos corporativos, desenvolvendo e mantendo atualizadas as metodologias de Gestão Corporativa de Riscos;
- Desenvolver e definir, em conjunto com os gestores dos negócios, indicadores para monitoramento dos riscos, critérios de classificação da exposição e propostas de limite. Além de, sob demanda, avaliar necessidade de revisões;
- Monitorar as exposições aos riscos de acordo com suas respectivas periodicidades de atualização e acompanhar a implantação dos planos de ação pelos gestores dos negócios;
- Reportar semestralmente em Reunião de Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e reunião do Conselho de Administração da CPFL Energia as exposições do Mapa Corporativo de Riscos;
- Em caso de extrapolação do limite de risco:
 - a) Validar o preenchimento do Formulário de Extrapolação de Limites de Risco, realizado pelo(a) responsável pelo risco, e avaliar suficiência das informações;
 - b) Acompanhar a apresentação do modelo de risco e a justificativa para a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração da CPFL Energia;
 - c) Acompanhar o status dos planos de ação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados até a sua conclusão.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre de a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de *swap*. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 31. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que

aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 31.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

Risco de sub/sobrecontratação: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de liquidação das diferenças) inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

Risco quanto à escassez de energia hídrica: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Em 2024, observou-se uma hidrologia desfavorável, especialmente na região sudeste/centro-oeste, com ocorrência de eventos extremos pontuais (cheias no Rio Grande do Sul e grandes períodos secos na região Norte do país). Contudo, devido à diversificação da matriz energética brasileira e grande participação de fontes renováveis, os principais reservatórios iniciaram 2025 em níveis confortáveis para geração de energia elétrica.

Risco de aceleração de dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado. A avaliação desse potencial impacto, oriundo da volatilidade dos fatores de risco e suas correlações, é realizada periodicamente para apoiar o processo de tomada de decisão a respeito da estratégia de gestão do risco, que pode incorporar instrumentos financeiros, incluindo derivativos.

As carteiras compostas por esses instrumentos financeiros são monitoradas mensalmente, permitindo o acompanhamento dos resultados financeiros e seu impacto no fluxo de caixa.

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia possui uma assessoria financeira contratada para realizar e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do sistema de software Bloomberg para o auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

(31) INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

	Nota Explicativa	Categoria / Mensuração	Nível (*)	31/12/2024	
				Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	153.619	153.619
Títulos e valores mobiliários	6	(a)	Nível 1	378.737	378.737
Derivativos	31	(a)	Nível 2	408.249	408.249
Ativo financeiro setorial	9	(a)	Nível 2	730.965	730.965
Ativo financeiro da concessão	11	(a)	Nível 3	10.927.569	10.927.569
Total				12.599.139	12.599.139
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	(b)	Nível 2 (***)	2.442.257	2.442.257
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	16	(a)	Nível 2	2.040.537	2.040.537
Debêntures - principal e encargos	17	(b)	Nível 2 (***)	2.168.456	2.174.771
Debêntures - principal e encargos (**)	17	(a)	Nível 2	2.313.623	2.313.623
Derivativos	31	(a)	Nível 2	51.811	51.811
Passivo financeiro setorial	9	(a)	Nível 2	348.504	348.504
Total				9.365.188	9.371.503

(*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo.

(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 223.901 em 2024 (perda de R\$ 174.145 em 2023).

(***) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1)

Legenda

Categoria / Mensuração:

(a) Valor justo contra o resultado

(b) Mensurados ao custo amortizado

A classificação dos instrumentos financeiros em custo amortizado ou a valor justo contra resultado baseia-se no modelo de negócios e nas características de fluxo de caixa esperado pela Companhia para cada instrumento.

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações financeiras, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) cauções, fundos e depósitos vinculados; (iv) serviços prestados a terceiros e (v) convênios de arrecadação.
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) taxas regulamentares; (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE e (vii) passivo de arrendamento.

Adicionalmente, não houve em 2024 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

Em função da Companhia ter classificado o ativo financeiro da concessão como valor justo contra resultado, os fatores relevantes para avaliação ao valor justo não são publicamente observáveis, assim a classificação da hierarquia de valor justo é de nível 3.

b) Instrumentos derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerada o menor *rating* entre elas. A Administração não identificou para os exercícios de 2024 e 2023 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (notas 16 e 17). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2024 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)				Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos ⁽¹⁾					
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	272.231	-	272.231	302.579	(30.349)	US\$ + (Sofr 3 meses + 0,87%) ou (1,83% a 4,73%) Iene + 0,925%	CDI + 0,8% a 1,26%	fev/24 a jun/26	1.042.254
Empréstimos bancários - Lei 4.131	26.967	-	26.967	39.232	(12.265)		CDI + 1,40%	jul/26	360.000
	299.198	-	299.198	341.811	(42.614)				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	107.993	(39.287)	68.706	252.276	(183.571)	IPCA + 4,3% a 6,2031%	104,3% a 111,07% ou CDI + 0,43 ou 0,60%	jan/24 a out/39	2.211.536
BNDES - Pré Fixado	1.059	(12.524)	(11.466)	1.059	(12.524)	BRL de 2,35% até 7,42%	CDI -5,21% a -11,545%	fev/25 a ago/29	363.153
	109.051	(51.811)	57.240	253.335	(196.095)				
Total	408.249	(51.811)	356.438	595.146	(238.709)				
Circulante	290.740	(346)							
Não circulante	117.509	(51.465)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide notas 16 e 17.
⁽¹⁾ Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocional refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2023	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em 31/12/2024
Derivativos				
Para dívidas designadas a valor justo	221.523	243.467	130.156	595.146
Marcação a mercado	(19.589)	(219.120)	-	(238.709)
Total	201.934	24.348	130.156	356.438
Ativo circulante	47.774			290.740
Ativo não circulante	238.820			117.509
Passivo circulante	-			(346)
Passivo não circulante	(84.659)			(51.465)

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado as dívidas para as quais possuem instrumentos de derivativos totalmente atrelados (notas 16 e 17).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos no resultado do exercício. No entanto, por se tratar de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2024 e 2023 os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais e no resultado abrangente na rubrica risco de crédito na marcação a mercado, este último relativo às dívidas marcadas a valores justos:

Risco protegido / operação	Ganho (Perda) no resultado		Ganho (Perda) no resultado abrangente	
	2024	2023	2024	2023
Variação de taxas de juros	(5.632)	(38.495)	-	-
Marcação a mercado	(230.626)	161.653	625	432
Variação cambial	249.099	(229.176)	-	-
Marcação a mercado	10.882	23.245	-	-
Total	23.723	(82.773)	625	432

c) Ativos financeiros da concessão

Conforme mencionado acima, a Companhia tem classificado o respectivo ativo financeiro da concessão como valor justo contra resultado. A movimentação e respectivos ganhos no resultado do exercício em 2024 de R\$ 476.065 (R\$ 462.815 em 2023), assim como as principais premissas utilizadas, estão divulgadas nas notas 11 e 24.

d) Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado - tais como taxas de câmbio e taxas de juros que irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno. A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

e) Análise de sensibilidade

A Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores

atrelados devido a um consequente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia quantificou os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, Iene, CDI, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

e.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2024 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

Instrumentos	Exposição (a)	Risco	Receita (despesa)		
			Depreciação cambial (b)	Apreciação cambial de 25% (c)	Apreciação cambial de 50% (c)
Instrumentos financeiros passivos	(1.337.133)		(124.098)	241.210	606.517
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.341.853		124.536	(242.061)	(608.659)
	4.720	baixa dólar	438	(851)	(2.142)
Instrumentos financeiros passivos	(405.329)		(55.450)	59.745	174.940
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	410.005		56.090	(60.434)	(176.958)
	4.676	baixa iene	640	(689)	(2.018)
Total	9.396		1.078	(1.540)	(4.160)
Efeitos no resultado do exercício			1.078	(1.540)	(4.160)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2024 foi de R\$ 6,19 para o dólar e R\$ 0,04 para o iene.

(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, sendo a taxa de câmbio considerada de R\$ 6,77 e R\$ 0,04 e a depreciação cambial de 9,28% e 13,68%, do dólar e do iene respectivamente em 31.12.2024.

(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão.

Em função da exposição cambial líquida do dólar e do iene serem ativas, o risco é baixa do dólar e do iene portanto o câmbio foi apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

e.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2024 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no exercício	Taxa cenário provável (a)	Receita (despesa)		
					Cenário provável	Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	520.389				80.192	100.240	120.288
Instrumentos financeiros passivos	(2.477.070)				(381.716)	(453.653)	(525.590)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	(4.116.514)				(634.355)	(792.944)	(951.532)
Ativos e passivos financeiros setoriais	382.461				58.937	44.203	29.469
	(5.690.734)	alta CDI/SELIC	12,15%	15,41%	(876.942)	(1.102.154)	(1.327.365)
Instrumentos financeiros passivos	(4.467.530)				(376.613)	(282.460)	(188.306)
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	2.721.094				229.388	172.041	114.694
Ativo financeiro da concessão	10.927.569				921.194	690.896	460.597
	9.181.133	baixa IPCA	4,83%	8,43%	773.969	580.477	386.985
Total	3.490.399				(102.973)	(521.677)	(940.380)
Efeitos no resultado do exercício					(102.973)	(521.677)	(940.380)

(a) Os índices foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.

(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

f) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de instrumentos

financeiros da Companhia. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 7.

Contas a receber e ativos de contrato - Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

A exposição da Companhia ao risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada carteira de clientes. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor (Residencial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos), Outras Receitas e Receita Não Faturada, consistindo em maioria por um grande número de saldos pulverizados.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, fora calculada uma “Receita ajustada”, refletindo a percepção da Companhia sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o intervalo atualmente utilizado na provisão orientada pelos parâmetros regulatórios, como segue:

Classe	Dias	Período
Residencial	90	Receita de 3 meses anteriores ao mês atual
Comercial e outras receitas	180	Receita de 6 meses anteriores ao mês atual
Industrial, rural, poder público em geral	360	Receita de 12 meses anteriores ao mês atual
Não faturado	-	Utiliza receita do próprio mês

Desta forma, com base nas premissas acima, é calculado um índice “Ajustado” de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (“PCLD”) para o mês, que foi determinado dividindo-se a “PCLD Real” pela “Receita Ajustada” de cada mês. Na sequência, a PCLD é estimada mensalmente, considerando a média móvel respectiva dos meses dos índices mensais “Ajustados”, e aplicada sobre a receita real do mês corrente.

Com base neste critério, o percentual de PCLD a ser aplicado é alterado mensalmente, na medida em que é calculada a média móvel.

A metodologia utilizada pela Administração contempla um percentual que está aderente com a regra contábil descrita como *expected credit losses*, contemplando em um único percentual a probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla Probabilidade de Inadimplência (“*Probability of Default - PD*”), Exposição na Inadimplência (“*Exposure at Default - EAD*”) e Perda Dada a Inadimplência (“*Loss Given Default - LGD*”).

Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pela Companhia para avaliar quais as variáveis que apresentam o índice de correlação com o montante real de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, não foram identificados outros índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuísem correlação direta ao nível de inadimplência.

Caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários

A Companhia limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um *rating* de pelo menos AA-.

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos *ratings* de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2024 e 2023 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge* econômico) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerado o menor *rating* entre elas (nota 31b). A Administração não identificou para os exercícios de 2024 e 2023 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

g) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2024, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2024	Nota Explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	15	925.954	44.675	-	-	-	233.910	1.204.539
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	16	208.118	537.609	1.185.045	1.898.348	1.620.576	384	5.450.081
Derivativos	31	-	-	346	-	-	51.465	51.811
Debêntures - principal e encargos	17	-	75.238	712.837	1.975.852	1.953.264	2.413.563	7.130.753
Taxas regulamentares		8.790	-	-	-	-	-	8.790
Outros	21	75.377	306.481	12.429	-	-	80.993	475.280
Consumidores e concessionárias		22.293	262.114	4.019	-	-	80.993	369.419
Bônus Itaipu		53.084	-	-	-	-	-	53.084
EPE / FNDCT / PROCEL		-	-	8.409	-	-	-	8.409
Convênio de arrecadação		-	44.367	-	-	-	-	44.367
Total		1.218.238	964.004	1.910.657	3.874.200	3.573.839	2.780.315	14.321.255

(32) TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2024 um valor de R\$ 17.310 (R\$ 13.448 em 2023) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 27).

Ainda em 2024, houve o aumento do capital social (nota 22) da Companhia no montante de R\$ 10.857 (R\$ 10.857 mesmo período de 2023), sendo este saldo proveniente da capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2023.

(33) COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2024	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 3 anos	2.757.803	4.870.188	-	-	7.627.991
Compra de energia de Itaipu	Até 3 anos	688.047	985.638	-	-	1.673.684
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 3 anos	1.786.839	3.602.631	-	-	5.389.470
Projetos de construção de subestação	Até 5 anos	257.640	96.465	3.088	-	357.193
Fornecedores de materiais e serviços	Até 13 anos	1.166.076	1.951.859	429.083	2.704	3.549.722
Total		6.656.404	11.506.780	432.171	2.704	18.598.060

(34) EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

A Companhia é parte ativa no processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato. A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito no mesmo montante de R\$ 437.800.

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 233.910 (R\$ 219.560 em 31 de dezembro de 2023), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 2002.34.00.026509-0, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante de R\$ 80.993 (R\$ 76.024 em 31 de dezembro de 2023 (nota 21).

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400, que julgou improcedentes os pedidos da Companhia. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio de exposição deve ser entendida como mandatória – e não facultativa, conforme defendido pela Companhia – e o Despacho nº 288 considerado como legal.

Em 11 de julho de 2012, a Companhia interpôs recurso de apelação contra tal sentença que, em 27 de março de 2014, por maioria de votos (2x1), foi provido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, determinando a ilegalidade do Despacho nº 288. As partes requeridas no processo apresentaram recursos de embargos de declaração contra esta decisão. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada decisão negando provimento aos recursos e mantendo a decisão favorável à Companhia. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recursos de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão favorável obtida pela Companhia. Os recursos aguardam julgamento.

Além da existência da discussão judicial sobre a legalidade do Despacho nº 288, diversos agentes do mercado de energia elétrica ingressaram em juízo contra a Companhia objetivando a cobrança dos valores dos créditos oriundos da liquidação promovida pela CCEE sob os efeitos do Despacho nº 288, sendo que a

única ação desta natureza que prosperou foi a ajuizada pela Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A., cuja liquidação ocorreu em 27 de setembro de 2016, encerrando desta forma a ação de cobrança no valor atualizado de R\$ 16.644, sendo de (i) principal R\$ 2.503, (ii) correção monetária e juros R\$ 12.603 e (iii) custas judiciais e honorários de R\$ 1.538.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

LI ZHANG
Conselheiro

RAFAEL LUIS LUGOCH
Conselheiro

DIRETORIA

RICARDO DALAN DE VARGAS
Diretor Executivo e Presidente Interino

JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores - interino

GUSTAVO KODAMA UEMURA
Diretor Comercial

OSVANIL OLIVEIRA PEREIRA
Diretor de Operações

JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES
Diretor de Assuntos Regulatórios

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO
Diretor Administrativo

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SÉRGIO LUIS FELICE
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/O-6 S-RS

ANA PAULA PERESSIM DE PAULO
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP217200/O-6 S-RS

www.pwc.com.br

***RGE Sul
Distribuidora
de Energia S.A.***
***Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2024
e relatório do auditor independente***





Relatório do auditor independente sobre as demonstrações financeiras

Aos Administradores e Acionistas
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("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.

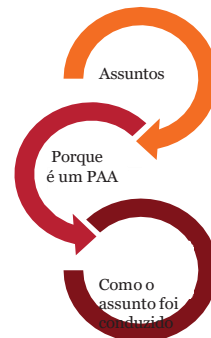
Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2024, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Principais Assuntos de Auditoria

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





RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
<p>Reconhecimento de receita de energia fornecida, mas não faturada (Notas 3.9 e 7)</p> <p>A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura do consumo de seus clientes baseado em uma rotina que depende da calendarização e rota de leitura. Consequentemente, uma parte da energia distribuída não é faturada ao final de cada mês, sendo necessário que a administração estime esse valor, que em 31 de dezembro de 2024 somava R\$ 403.704 mil.</p> <p>O reconhecimento da receita não faturada é determinada com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como, o volume de consumo de energia da distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.</p> <p>Devido à complexidade dos dados utilizados e dos julgamentos exercidos pela administração na determinação do índice anualizado de perdas técnicas e comerciais, os quais poderiam produzir impactos significativamente diferentes daqueles apurados pela administração, caso sofrem variações, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.</p>	<p>Nossa abordagem de auditoria considerou, entre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos relacionados à determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Também envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados na determinação dos saldos registrados.</p> <p>Em relação aos testes de transações, avaliamos os dados usados na determinação da estimativa de receita não faturada, especificamente, os dados da carga total de energia recebida na rede da distribuidora, da carga efetivamente faturada, segregados por tipo de consumidor, e dos índices de perdas técnicas e comerciais, visando determinar o percentual de aplicação na parcela da receita não faturada, chegando dessa forma na carga cativa líquida por classe de consumo.</p> <p>Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida por classe de consumo e tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades. Comparamos nosso recálculo com os valores apurados pela administração.</p> <p>Também efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração da Companhia para mensuração da estimativa de receita de energia fornecida, mas não faturada, são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidos.</p>
<p>Mensuração e classificação do ativo financeiro da concessão, do ativo contratual e do intangível (Notas 11, 13 e 14)</p> <p>Em 31 de dezembro de 2024, a Companhia apresenta saldos de ativo financeiro da concessão, ativos contratual e intangível (direito de concessão -</p>	<p>Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho e implementação dos controles internos relacionados</p>



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
<p>infraestrutura), nos valores de R\$ 10.927.569 mil, R\$ 1.327.049 mil e R\$ 1.429.599 mil, respectivamente. Esses ativos estão relacionados com investimentos efetuados na concessão sujeitos à indenização ao final do contrato de prestação de serviços outorgados, ao direito contratual de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia e custo total de aquisição e construção deduzidos da amortização acumulada, reconhecidos nas demonstrações financeiras de acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12) e Receita de Contrato com cliente CPC 47 (IFRS 15).</p> <p>O reconhecimento desses investimentos realizados entre ativo financeiro da concessão, ativo contratual e intangível envolve complexidade e julgamento por parte da Administração, que pode impactar a mensuração e classificação desses ativos nas demonstrações financeiras.</p> <p>Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos e pelos julgamentos significativos na avaliação da alocação dos investimentos entre o ativo financeiro da concessão, o ativo contratual e o intangível.</p>	<p>ao processo de construção do ativo contratual, assim como os controles internos relacionados à bifurcação entre ativo financeiro da concessão e ativo intangível no momento que o ativo inicia a sua operação.</p> <p>Em complemento aos testes de controles descritos acima, avaliamos o modelo de bifurcação adotado pela Administração, e testamos os dados e as premissas utilizados na determinação da estimativa do montante relacionado ao direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.</p> <p>Realizamos inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício, e recalculamos a vida útil dos bens. Também testamos a atualização monetária do ativo financeiro da concessão, com base nos índices previstos na regulamentação do setor elétrico, confrontando os índices utilizados pela Administração com os indicadores oficiais divulgados.</p> <p>Testamos o cálculo da amortização do intangível, com base no prazo do contrato de concessão vigente, e avaliamos as divulgações sobre o assunto nas demonstrações financeiras.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que as premissas e critérios adotados são razoáveis e consistentes com as divulgações em notas explicativas e com os dados e as informações obtidas em nossa auditoria.</p>

Outros assuntos

Demonstração do Valor Adicionado

A Demonstração do Valor Adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de normas contábeis 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



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e é consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

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

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

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

Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com 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 este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações financeiras

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

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

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 essas demonstrações financeiras representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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

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

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.

Campinas, 26 de fevereiro de 2025

Russewaterhouse / 009070

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes Ltda.
CRC 2SP027613/F-1

DocuSigned by
Adriano Lima
Signed by ADRIANO FORMOSINHO CORREIA.78278662504
CPF: 78278662504
Startng Time: 20 de fevereiro de 2025 | 12:10 BRT
C: ICP-Brasil, OU: Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB
C: BR
Issuer: AC SERASA RFB v5
0501084515AE419

Adriano Formosinho Correia
Contador CRC 1BA029904/O-5

Demonstrações Contábeis Regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

**Balanços Patrimoniais em
31 de dezembro de 2024 e 2023
(Valores expressos em milhares de reais)**

	Notas	31/12/2024	31/12/2023
Ativo			
Ativo Circulante		3.746.706	3.485.271
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	153.619	289.851
Consumidores	6	1.378.447	1.476.821
Concessionárias e Permissionárias	6	41.930	26.345
Serviços em Curso		68.393	141.801
Tributos Compensáveis	7	147.396	230.059
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	7.1	609.168	811.851
Almoxarifado Operacional		32.282	20.743
Investimentos Temporários	8	418.080	120.188
Ativos Financeiros Setoriais	9	393.443	130.933
Despesas Pagas Antecipadamente		48.349	41.297
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	290.740	47.774
Outros Ativos Circulantes	11	164.859	147.605
Ativo Não Circulante		16.656.041	15.601.324
Consumidores	6	52.294	52.610
Tributos Compensáveis	7	284.410	171.313
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	7.1	1.082.439	1.131.885
Depósitos Judiciais e Cauções	18	66.933	84.695
Ativos Financeiros Setoriais	9	337.522	113.565
Despesas Pagas Antecipadamente		8.659	14.110
Bens e Direitos para Uso Futuro		7.041	7.041
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	117.509	238.820
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		167.174	219.274
Imobilizado	12	14.153.513	13.228.587
Intangível	12	378.545	339.423
Total do Ativo		<u>20.402.747</u>	<u>19.086.594</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Balanços Patrimoniais em
31 de dezembro de 2024 e 2023
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	31/12/2024	31/12/2023
Passivo			
Passivo Circulante		3.708.841	3.641.457
Fornecedores	13	970.629	923.133
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	14	1.453.191	823.557
Obrigações Sociais e Trabalhistas		76.545	70.264
Benefício Pós-Emprego	15	-	17
Tributos	17	89.058	137.298
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	26	137.310	267.072
Encargos Setoriais	16	102.254	195.074
Passivos Financeiros Setoriais	9	150.540	527.433
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	346	-
PIS/COFINS devolução consumidores	7.1	324.400	413.695
Outros Passivos Circulantes	19	404.567	283.915
Passivo Não Circulante		11.321.834	10.385.047
Fornecedores	13	233.910	219.560
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	14	7.522.030	6.652.206
Benefício Pós-Emprego	15	1.139	60.175
Provisão para Litígios	18	277.334	242.461
Encargos Setoriais	16	16.298	18.543
Tributos Diferidos	10	670.909	601.617
Passivos Financeiros Setoriais	9	197.964	144.152
Instrumentos Financeiros Derivativos	29	51.465	84.659
PIS/COFINS devolução consumidores	7.1	1.240.684	1.261.704
Outros Passivos Não Circulantes	19	118.532	114.896
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	20	991.568	985.073
Total do Passivo		15.030.674	14.026.504
Patrimônio Líquido			
Capital Social		2.864.105	2.853.248
Reservas de Capital		141.391	152.248
Outros Resultados Abrangentes		1.649.587	1.779.034
Reservas de Lucros		2.480.867	1.756.862
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais		-	6.027
Lucros ou prejuízos Acumulados		(1.763.878)	(1.487.329)
Total do Patrimônio Líquido	21	5.372.073	5.060.090
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		20.402.747	19.086.594

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Demonstrações dos Resultados para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2024 e 2023
(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2024	2023
Receita	22	13.657.490	12.691.242
Fornecimento de Energia Elétrica		3.833.417	3.734.350
Suprimento de Energia Elétrica		41.550	66.813
Energia Elétrica de Curto Prazo		103.133	96.517
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição		7.751.363	7.383.710
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais		1.059.693	593.656
Serviços Cobráveis		6.272	12.662
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido		862.062	803.533
Tributos		(3.066.791)	(2.662.446)
ICMS		(1.995.372)	(1.649.023)
PIS-PASEP		(191.088)	(180.745)
COFINS		(880.164)	(832.524)
ISS		(167)	(154)
Encargos - Parcela "A"		(1.850.941)	(1.756.544)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(44.578)	(42.262)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(44.578)	(42.262)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		(1.566.141)	(1.505.094)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE		(15.902)	(15.981)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - PROINFA		(72.542)	(75.579)
Outros Encargos		(107.200)	(75.366)
Receita Líquida / Ingresso Líquido		8.739.759	8.272.252
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	23	(5.153.927)	(4.678.176)
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(3.349.947)	(2.949.896)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição		(1.803.980)	(1.728.280)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis		3.585.831	3.594.076
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"		(2.089.447)	(1.916.228)
Pessoal e Administradores	24	(479.823)	(475.119)
Material		(126.469)	(124.421)
Serviços de Terceiros		(368.416)	(349.398)
Arrendamento e Aluguéis		(34.485)	(36.016)
Seguros		(2.047)	(1.575)
Doações, Contribuições e Subvenções		(2.298)	-
Provisões		(115.484)	(107.990)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(111.540)	(70.584)
(-) Recuperação de Despesas		16.831	10.570
Tributos		(5.360)	(4.987)
Depreciação e Amortização		(716.851)	(688.171)
Depreciação		(645.844)	(604.196)
Amortização		(71.007)	(83.975)
Gastos Diversos		(139.929)	(134.696)
Outras Receitas Operacionais		192.408	204.938
Outras Despesas Operacionais		(195.985)	(138.779)
Resultado da Atividade		1.496.384	1.677.848
Resultado Financeiro	25	(774.879)	(608.457)
Receitas Financeiras		586.579	452.047
Despesas Financeiras		(1.361.458)	(1.060.504)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro		721.505	1.069.391
Despesa com Impostos sobre o Lucro	10	(214.854)	(389.200)
Resultado Líquido do Exercício		506.651	680.191

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Demonstrações dos Resultados Abrangentes para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2024 e 2023
(Valores expressos em milhares de reais)

	<u>2024</u>	<u>2023</u>
Resultado Líquido do Exercício	506.651	680.191
Outros Resultados Abrangentes		
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Previdência Privada – Superávit (Déficit) Atuarial, líquida dos Impostos	37.261	21.851
Risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros	(1.178)	(1.896)
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado:		
Constituição de reserva de reavaliação, líquida dos Impostos	785	1.580.577
Outros Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u>36.868</u>	<u>1.600.532</u>
Total de Resultados Abrangentes do Exercício, Líquidos de Impostos	<u><u>543.519</u></u>	<u><u>2.280.723</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Demonstrações dos Fluxos de Caixa para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2024 e 2023
(Valores expressos em milhares de reais)

	31/12/2024	31/12/2023
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Resultado Líquido do Exercício	506.651	680.191
Despesas (Receitas) que não afetam Caixa e Equivalentes de Caixa		
Amortização	71.007	83.975
Depreciação	645.844	604.196
Ganhos/baixas líquidos do ativo imobilizado	191.702	135.467
Imposto de renda e Contribuição social	214.854	389.200
Juros e variações monetárias	817.705	754.944
Obrigações pós-emprego	650	9.850
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	111.540	70.584
Provisões para litígios	115.503	107.793
Outros	6.085	5.544
	2.681.541	2.841.744
Redução (aumento) de ativos		
Consumidores, concessionárias e permissionárias	(28.515)	(347.031)
Depósitos vinculados a litígios	21.577	15.304
Tributos compensáveis	333.814	690.753
Repasse do Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(42.189)	(12.219)
Ativos financeiros setoriais	(485.682)	(127.191)
Outros ativos operacionais	189.148	49.225
Aumento (redução) de passivos		
Encargos setoriais	(17.045)	16.542
Fornecedores	61.847	7.462
Passivos financeiros setoriais	(522.766)	(442.916)
Obrigações pós-emprego	(8.675)	(6.769)
Salários e encargos sociais	5.889	3.280
Tributos e contribuição social	42.329	153.524
Provisões para litígios pagos	(110.150)	(94.383)
Repasse para o Fundo da Conta de Desenvolvimento Energético	(18.351)	(8.164)
Outros passivos operacionais	(68.155)	(66.270)
Caixa gerado (consumido) pelas atividades operacionais	2.034.617	2.672.891
Encargos de dívidas pagos	(465.442)	(457.563)
Imposto de renda e contribuição social pagos	(257.006)	(641.873)
Caixa líquido gerado (consumido) pelas atividades operacionais	1.312.169	1.573.455
Fluxo de caixa das atividades de investimento		
Adições do imobilizado e intangível	(1.839.638)	(1.929.440)
Participação financeira do consumidor	81.601	441.772
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (aplicações)	(3.965.001)	(460.748)
Títulos e valores mobiliários, cauções e depósitos vinculados (resgates)	3.679.340	373.046
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de investimento	(2.043.698)	(1.575.370)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos	2.596.647	935.995
Empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	(1.532.050)	(587.159)
Liquidação de operações com derivativos	(130.156)	(194.265)
Juros sobre o capital próprio e dividendos pagos	(339.144)	(327.718)
Caixa líquido gerado (consumido) das atividades de financiamento	595.298	(173.147)
Variação líquida do caixa e equivalentes de caixa	(136.232)	(175.061)
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA		
No início do exercício	289.851	464.913
No fim do exercício	153.619	289.851

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido para os Exercícios Findos em
31 de dezembro de 2024 e 2023
(Valores expressos em milhares de reais)

	Outros Resultados Abrangentes				Reserva de lucros			Dividendo Adicional Proposto	Lucros ou prejuízos Acumulados	Total
	Capital Social	Reservas de Capital	Reserva de Reavaliação	Outros	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar	Reserva estatutária - reforço de capital de giro			
Saldo em 31 de dezembro de 2022	2.842.391	163.105	424.998	(84.962)	288.073	355.275	404.100	-	(1.204.535)	3.188.445
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	680.191	680.191
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	21.851	-	-	-	-	-	21.851
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(161.533)	-	-	-	-	-	161.533	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquida dos efeitos tributários	-	-	1.580.577	-	-	-	-	-	-	1.580.577
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	(1.896)	-	-	-	-	-	(1.896)
Mutações internas do patrimônio líquido										
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	56.226	-	-	-	(56.226)	-
Constituição de reserva de lucros a realizar	-	-	-	-	-	288.299	-	-	(288.299)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	-	-	506.889	-	(506.889)	-
Transações de capital com os acionistas										
Dividendo intermediário - AGE 20/08/2023	-	-	-	-	-	-	(142.000)	-	-	(142.000)
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	6.027	(6.027)	-
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(267.072)	(267.072)
Saldo em 31 de dezembro de 2023	2.853.248	152.248	1.844.041	(65.007)	344.299	643.574	768.989	6.027	(1.487.329)	5.060.090
Resultado abrangente total										
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	506.651	506.651
Outros resultados abrangentes: ganhos (perdas) atuariais, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	37.261	-	-	-	-	-	37.261
Outros resultados abrangentes: realização de reserva de reavaliação, líquido dos efeitos tributários	-	-	(166.316)	-	-	-	-	-	166.316	-
Outros resultados abrangentes: constituição de reserva de reavaliação, líquida dos efeitos tributários	-	-	785	-	-	-	-	-	-	785
Outros resultados abrangentes: risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, líquido dos efeitos tributários	-	-	-	(1.178)	-	-	-	-	-	(1.178)
Mutações internas do patrimônio líquido										
Aumento de capital	10.857	(10.857)	-	-	-	-	-	-	-	-
Constituição de reserva legal	-	-	-	-	47.476	-	-	-	(47.476)	-
Constituição de reserva de capital de giro	-	-	-	-	-	-	397.194	-	(397.194)	-
Constituição de reserva de lucros a realizar	-	-	-	-	-	279.336	-	-	(279.336)	-
Transações de capital com os acionistas										
Dividendo adicional proposto	-	-	-	-	-	-	-	(6.027)	-	(6.027)
Juros sobre o capital próprio - AGE de 28/03/2024 e AGE 30/09/2024	-	-	-	-	-	-	-	-	(147.700)	(147.700)
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(77.810)	(77.810)
Saldo em 31 de dezembro de 2024	2.864.105	141.391	1.678.511	(28.924)	391.775	922.910	1.166.182	-	(1.763.878)	5.372.073

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias



Relatório da Administração Regulatório

Senhores e senhoras Acionistas,

Apresentamos a seguir, relatório das principais atividades no exercício de 2024, em conjunto com as Demonstrações Contábeis Regulatórias elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira e com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, os quais consideramos importantes para divulgar o desempenho da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE" ou "Companhia" ou "Concessionária") para a sociedade, parceiros, investidores e consumidores.

Considerações Iniciais - A RGE atua no segmento de distribuição de energia elétrica, aproveitando seu acervo de conhecimentos técnicos e gerenciais acumulados ao longo de sua existência. Em 2024, a RGE cumpriu com sua agenda estratégica, atendendo com eficiência às demandas de 3,1 milhões de clientes, em 381 municípios do Estado do Rio Grande do Sul. O volume de energia vendida pela Companhia, em termos percentuais, corresponde a 3,5% de participação no mercado nacional.

As vendas de energia para o mercado cativo registraram uma redução de 2,7% em relação ao exercício de 2023. As classes industrial e comercial, registraram reduções de 21,4% e 3,2%, respectivamente, refletindo o crescimento da geração distribuída na área de concessão da distribuidora e o efeito da movimentação de clientes para o mercado livre. Já a classe residencial registrou um crescimento de 5,3%, refletindo o aumento do número de consumidores em 2024 em relação a 2023 e o efeito positivo de temperatura no ano. Esses impactos foram parcialmente compensados pelo crescimento da geração distribuída na área de concessão da distribuidora.

O reconhecimento público com relação às medidas adotadas pela Companhia para melhorar a qualidade de seus serviços e o relacionamento com os consumidores pode ser verificado por meio do Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) de 74,3 pontos, na pesquisa anual realizada pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE, resultado 3,6 pontos (ou 4,6%) abaixo do resultado de 2023. O índice foi superior à média nacional de 68,9 pontos, e fez com que a empresa fosse colocada na 15ª posição no ranking de sua categoria.

Ao longo deste relatório serão apresentadas as informações mais relevantes do último exercício, como o reajuste das tarifas de energia e as iniciativas que visam melhorar a qualidade do fornecimento de energia e dos serviços prestados aos clientes.

Perfil – A RGE distribui energia elétrica para aproximadamente 7,1 milhões de pessoas, numa área que abrange 381 municípios do Estado de Rio Grande do Sul, entre a região metropolitana de Porto Alegre e a fronteira com o Uruguai e a Argentina, dentre eles, os municípios de Santana do Livramento, Uruguaiana e São Borja. Atende cerca de 3,1 milhões de consumidores cativos e 4.061 consumidores livres. Em 2024, a Concessionária distribuiu 11.080 GWh ao mercado cativo e 7.678 GWh ao mercado livre (incluindo Uso D).

Ligação de consumidores faturados – No ano de 2024, A RGE teve 32.046 unidades consumidoras a mais do que em 2023. O aumento foi observado principalmente nas classes residencial (com 39.422 a mais do que em 2023), e industrial (com 863 a mais do que em 2023). Nas classes rural e comercial



houve reduções de 5.342 e 3.695, respectivamente, nas unidades consumidoras em relação à quantidade de 2023.

A seguir são apresentados os resultados sobre a quantidade de consumidores faturados e sua variação no período:

Número de Consumidores					
Segmento	2020	2021	2022	2023	2024
Residencial	2.504.771	2.562.073	2.618.664	2.647.288	2.686.710
Comercial	174.478	175.366	178.460	183.311	179.616
Industrial	19.715	17.843	17.299	18.589	19.452
Rural	249.383	248.130	229.900	225.189	219.847
Poderes Públicos	22.009	22.115	22.862	23.578	24.282
Iluminação Pública	513	539	574	614	650
Serviço Público	3.599	3.780	3.911	4.041	4.099
Total	2.974.468	3.029.846	3.071.670	3.102.610	3.134.656
Variação	1,8%	1,9%	1,4%	1,0%	1,0%
	53.151	55.378	41.824	30.940	32.046

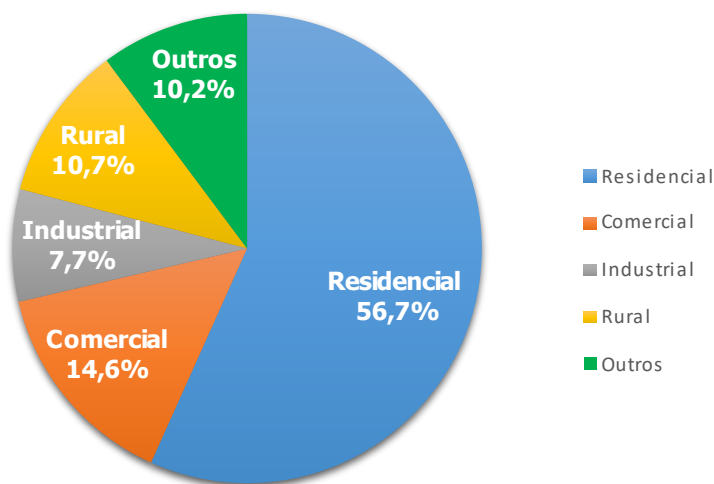
Comportamento do mercado – A distribuição de energia da RGE, no período de janeiro a dezembro de 2024, totalizou 18.759 GWh, com um aumento de 1,0% em relação ao mesmo período de 2023, sendo 11.080 GWh para o mercado cativo (11.384 GWh em 2023), 6.962 GWh para o mercado livre (6.453 GWh em 2023) e 716 GWh como Uso D (727 GWh em 2023).

Destaque para a migração de clientes para o mercado livre, que levou a um crescimento de 6,9% nesse mercado. No mercado cativo, a classe residencial apresentou crescimento de 5,3% devido à melhora da massa de renda, temperaturas mais altas e ao incremento de unidades consumidoras em 2024 quando comparado ao ano de 2023. As classes industrial e comercial tiveram reduções, respectivamente, de 21,4% e 3,2% em relação ao ano de 2023, sendo ambas afetadas principalmente pela migração de clientes cativos para o mercado livre e pelo aumento da MMGD (Micro e Minigeração Distribuída). As classes rural e serviço público apresentaram reduções, respectivamente, de 11,0% e 28,5% em relação ao ano de 2023, sendo afetadas pela reclassificação de consumidores para a classe comercial e pelo aumento da MMGD. A classe poder público apresentou desempenho positivo de 4,7% em relação a 2023 devido ao incremento de unidades consumidoras em 2024 se comparado ao ano de 2023.

A seguir são apresentados os resultados sobre o consumo e sua variação no período:

Mercado Atendido					
GWh	2020	2021	2022	2023	2024
Energia Faturada	13.884	12.928	11.773	11.384	11.080
Fornecimento	12.027	11.679	11.430	11.157	10.965
<i>Residencial</i>	<i>5.817</i>	<i>5.732</i>	<i>5.753</i>	<i>5.907</i>	<i>6.219</i>
<i>Comercial</i>	<i>1.879</i>	<i>1.833</i>	<i>1.768</i>	<i>1.658</i>	<i>1.605</i>
<i>Industrial</i>	<i>1.400</i>	<i>1.385</i>	<i>1.259</i>	<i>1.078</i>	<i>847</i>
<i>Rural</i>	<i>1.627</i>	<i>1.548</i>	<i>1.458</i>	<i>1.320</i>	<i>1.175</i>
<i>Poderes Públicos</i>	<i>300</i>	<i>316</i>	<i>360</i>	<i>380</i>	<i>398</i>
<i>Iluminação Pública</i>	<i>570</i>	<i>553</i>	<i>537</i>	<i>535</i>	<i>522</i>
<i>Serviço Público</i>	<i>434</i>	<i>313</i>	<i>296</i>	<i>278</i>	<i>199</i>
Suprimento p/ agentes de distribuição	1.857	1.250	342	227	115
Uso da Rede de Distribuição	5.075	6.310	6.914	7.181	7.678
<i>Consumidores Livres/Dist./Ger.</i>	<i>5.052</i>	<i>6.310</i>	<i>6.914</i>	<i>7.181</i>	<i>7.678</i>
<i>Consumidores Rede Básica</i>	<i>22,44</i>	-	-	-	-
Total	18.958	19.238	18.686	18.564	18.759
Variação	-3,9%	1,5%	-2,9%	-0,7%	1,0%

Mercado Cativo atendido Consumo por classe de consumidores- 2024



Perdas – O Plano de Perdas da RGE tem sido intensificado nos últimos anos, aumentando os investimentos nos projetos de blindagem, como Caixa Blindada e Conjunto de Medição, além da regularização de consumidores clandestinos com redes diferenciadas e robustas.

Além disto, a RGE está focando na melhoria da qualidade operacional, aprimorando os critérios de seleção dos alvos de inspeção (aumentando a assertividade das seleções), além de executar as inspeções com equipamentos mais precisos, como *fiber scope* e ADR. Entre os anos de 2023 e 2024,

as perdas reais foram de 10,83% e 10,90%, respectivamente, considerando perdas na rede básica.

Desconsiderando as perdas na rede básica, não gerenciáveis pela distribuidora, o nível de perdas de distribuição para os anos de 2023 e 2024, foram de 9,32% e 9,60%, respectivamente.

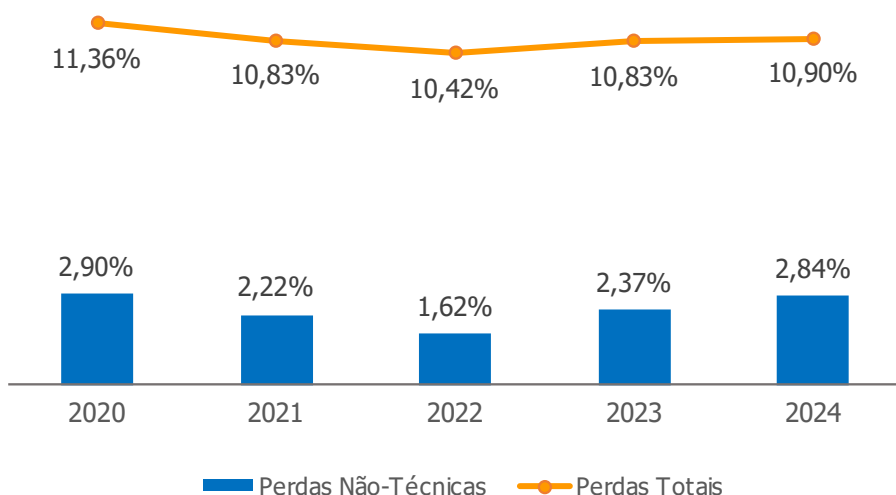
Essa performance é sustentada pelo programa de recuperação de energia que, em 2024, recuperou 74,5 GWh, através de inspeções em 81,9 mil unidades consumidoras, recorte de 24,8 mil instalações inativas religadas à revelia, além da implementação das melhorias de qualidade operacional, melhorando o ticket médio de energia. Por fim, a RGE regularizou mais de 0,4 mil consumidores clandestinos, além de blindar 6,2 mil consumidores em baixa tensão e mais de 110 em média tensão. Também foram realizadas ações com a polícia e publicações em mídia alertando aos consumidores que o furto é crime e passível de prisão.

Importante observar que o índice de perdas resultante e mostrado na tabela abaixo além de contabilizar as perdas na rede básica, é obtido com critério diferente, que não considera em sua base o montante de energia decorrente de inversão de fluxo, além da inserção das energias de MMGD, razão pela qual diverge do valor utilizado pela Agência em outras análises que o índice de perdas resultante e mostrado na tabela abaixo além de contabilizar as perdas na rede básica, é obtido com critério diferente, que não considera em sua base o montante de energia decorrente de inversão de fluxo, além da inserção das energias de MMGD, razão pela qual diverge do valor utilizado pela Agência em outras análises.

Balanco Energético					
Energia Requerida	2020	2021	2022	2023	2024
Venda de Energia	14.027	12.893	11.732	11.298	11.065
<i>Fornecimento</i>	12.170	11.354	10.866	10.469	10.368
<i>Suprimento p/ agentes de distribuição¹</i>	1.857	1.539	866	829	697
Consumidores Livres/Dist./Ger.	5.248	6.592	7.071	7.263	7.758
Consumidores Rede Básica	83	57	76	76	70
Mercado Atendido	19.359	19.542	18.879	18.638	18.893
Perdas na Rede Básica	402	393	386	347	306
Perdas na Distribuição	2.079	1.981	1.809	1.916	2.005
<i>Perdas Técnicas</i>	1.445	1.494	1.468	1.420	1.403
<i>Perdas não Técnicas - PNT</i>	634	487	341	496	603
PNT / Energia Requerida %	2,9%	2,2%	1,6%	2,4%	2,8%
Perdas Totais - PT	2.481	2.374	2.195	2.263	2.311
PT / Energia Requerida %	11,36%	10,83%	10,42%	10,83%	10,90%
Total	21.840	21.917	21.074	20.901	21.204
Perdas na D	9,70%	9,20%	8,75%	9,32%	9,60%

Notas: (1) Energia faturada de suprimento conforme critério utilizado para o Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica (SAMP).

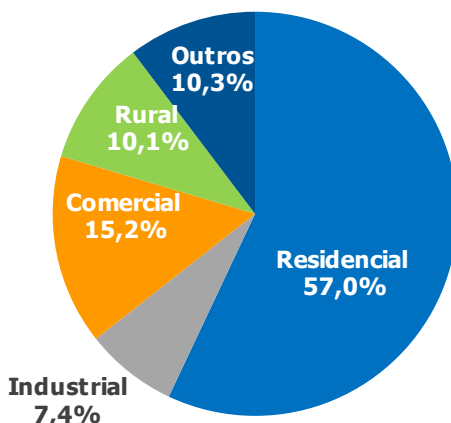
Obs.: Os números das linhas de Venda de Energia e de Consumidores Livres divergem dos apresentados na tabela Mercado Atendido por estarem na "visão carga"; os clientes do grupo A são faturados no mês seguinte ao consumo. Anos marcados por temperaturas mais amenas que os anteriores impactam a carga e deixam mais evidentes descolamentos de faturamento. Com isso, as perdas verificadas na distribuição no ano tendem a ser menores do que as técnicas. Este é um movimento natural e temporal, podendo ser mais explícito, porém não impactando o ciclo tarifário



Receita líquida por classe de consumidores – A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, PIS e COFINS, totalizou em R\$ 7.756 milhões, conforme quadro a seguir:

Receita Líquida (R\$ mil)			
Classe	2024	2023	%
Residencial	4.421.804	4.054.394	9,1%
Industrial	572.166	703.578	-18,7%
Comercial	1.181.459	1.188.952	-0,6%
Rural	783.150	809.873	-3,3%
Outros	798.325	846.381	-5,7%
Total	7.756.905	7.603.177	2,0%

Receita líquida por classe de consumidores- 2024



Número de consumidores – O número de consumidores em 2024 apresentou uma alta de 1,0%, conforme tabela abaixo:

Número de Consumidores			
Segmento	2024	2023	%
Residencial	2.686.710	2.647.288	-1,5%
Industrial	19.452	18.589	-4,4%
Comercial	179.616	183.311	2,1%
Rural	219.847	225.189	2,4%
Outros	29.031	28.233	-2,7%
Total	3.134.656	3.102.610	-1,0%

Tarifas – A tarifa média de fornecimento de energia elétrica da RGE em 2024, atingiu R\$ 707,40/MWh, com aumento de 3,8% em relação a 2023.

Em decorrência da enchente ocorrida no Rio Grande do Sul em maio de 2024, a RGE solicitou à ANEEL a prorrogação do seu Reajuste Tarifário Anual (RTA) até 18/08/2024, pois se entendeu não ser prudente a aplicação de reajuste positivo significativo naquele momento. Em agosto, a Companhia acordou com a Aneel uma postergação tarifária, que levou a criação de um ativo regulatório a ser recomposto nos RTAs de 2026 e 2027, atualizado por SELIC, repercutindo em um impacto zero aos consumidores no ano de 2024 e menor oscilação tarifária nos anos seguintes. (Em decorrência dos eventos climáticos severos ocorridos em maio de 2024 no Rio Grande do Sul, a RGE solicitou à ANEEL a prorrogação do seu reajuste tarifário (RTA) por dois meses, até 18/08/2024.)

Dessa forma, em 19 de agosto de 2024, por meio da Resolução Homologatória (REH) nº 3.372, a Aneel reajustou as tarifas de energia elétrica da RGE em -5,63%, sendo 7,22% relativos ao Reajuste Tarifário Econômico e -8,94% referentes aos componentes financeiros externos ao Reajuste Tarifário, correspondendo a um efeito médio de 0,0% percebido pelos consumidores. O impacto da Parcela A

(Energia, Encargos de Transmissão e Encargos Setoriais) no reajuste econômico foi de 6,79% e da Parcela B de 0,43%.

Tarifa Média de Fornecimento	
Classe	em R\$/MWh
Residencial	711,05
Comercial	736,30
Industrial	675,40
Rural	666,40
Outros	572,47
Tarifa Média	707,40

Para o cálculo das tarifas médias de fornecimento por classe foi considerado a Receita do Consumo e Demanda Ativa bruta e o mercado apurado para cada classe de consumo, conforme quadro mostrado no item "Comportamento de Mercado".

Tarifa por faixa de consumo	de 0 kWh a 50 kWh	Acima de 50 kWh
Tarifas brutas - R\$	846,27	897,25

Para as tarifas por faixa de consumo foram consideradas as tarifas para a classe residencial de até 50 kWh e acima de 50 kWh, sendo a sua composição formada pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE), com tributos (ICMS, PIS e COFINS).

Qualidade do fornecimento – Os dois principais indicadores da qualidade do fornecimento de energia elétrica são o DEC (duração equivalente de interrupções por consumidor) e o FEC (frequência equivalente de interrupções por consumidor). A evolução desses indicadores é apresentada no quadro a seguir, detalhando os resultados das distribuidoras agrupadas:

Ano	DEC (Horas)	FEC (Interrupções)
2020	10,83	5,27
2021	10,84	4,83
2022	10,55	4,63
2023	8,63	3,98
2024	9,09	4,42

Atendimento ao consumidor – A RGE, em seu compromisso de excelência no atendimento ao consumidor, possui uma ampla estrutura de atendimento presencial voltada para o cliente de baixa tensão, composta por 17 agências de atendimento, 324 agentes credenciados e 797 imobiliárias, responsáveis por 5,36 milhões serviços gerados em 2024. Essa estrutura está presente nos 381



municípios da área de concessão da RGE e é dimensionada para cumprir com qualidade, eficiência e presteza, as diretrizes regulatórias vigentes.

Os postos de atendimento presenciais, além de possibilitarem aos consumidores o atendimento às suas necessidades relativas aos serviços de distribuição de energia elétrica, realizam negociações de débitos de contas regulares e de irregularidade, recebem solicitações de ressarcimento de danos ou encaminham serviços como ligação nova, troca de titularidade, reclamações e serviços emergenciais.

Como resultado dessa intensa interação com o consumidor e com presença em todos os municípios da área de concessão da RGE, no ano de 2024, houve negociações de débitos de irregularidades de anos anteriores em torno de R\$ 2,21 milhões.

Além das Agências de Atendimento presencial e Agentes Credenciados, as distribuidoras do Grupo CPFL estão sempre inovando na forma de se relacionarem com os consumidores, incentivando a utilização de novas formas de atendimento.

Dados de atendimento da RGE:

- *Call Center*: com capacidade de atendimento de 7,1 mil chamadas/dia que, aliado a outros canais de atendimento, absorve 4,6 milhões/mês de interação com os clientes, sem que com isto ocorra congestionamentos nos canais de atendimento;
- Site CPFL: 23,2 milhões de atendimentos realizados;
- Aplicativo CPFL Energia: 17,4 milhões de atendimentos realizados;
- WhatsApp: 3,9 milhões de atendimentos realizados;
- SMS: 404 mil mensagens recebidas;
- E-mail: 29,2 mil atendimentos realizados;
- Canais exclusivos para Imobiliárias, Condomínios, Agentes Públicos e Hospitais: 1,1 milhão de atendimentos realizados;
- Mídias Sociais (Facebook, Twitter, Reclame Aqui e Consumidor.gov): 25,4 mil atendimentos realizados.

Tecnologia da informação – O desenvolvimento das diversas áreas de negócios de uma Outorgada de energia depende substancialmente de soluções adequadas de Tecnologia da Informação, a qual permeia e dá suporte a praticamente tudo o que a Outorgada faz, mediante sistemas de informação (*software*), redes de computadores (comunicação lógica) e atendimento ao consumidor (processamento, suporte e infraestrutura).

Em 2024, os principais projetos e sistemas desenvolvidos na área de Tecnologia da Informação foram: (i) ADR; (ii) CP18 - Resolução 1000; (iii) GD - Geração Distribuída; (iv) Gestão de Contratos EGED; (v) MDM Livres; (vi) Modernização, Projetos Particulares; (vii) Modernização de Canais Digitais; (viii) Nota Fiscal Eletrônica; (ix) Programa de Automatização - Despacho Dinâmico de Serviços; (x) Programa Gestão de RH; (xi) Solução Fiscal;

Desempenho econômico-financeiro – Ressaltamos que os dados econômico-financeiros aqui publicados refletem as Demonstrações Contábeis Regulatórias e diferem dos resultados anteriormente publicados em IFRS.

Em 2024, a RGE alcançou receita líquida de R\$ 8.740 milhões, um aumento de 5,7% (R\$ 468 milhões),

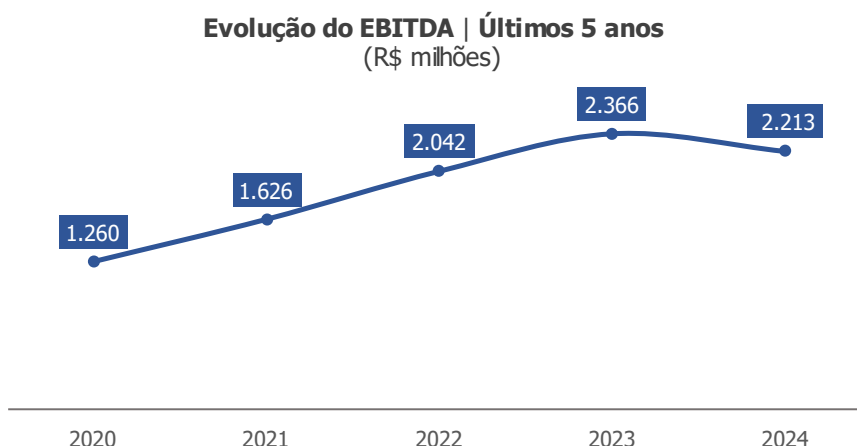
em decorrência principalmente das seguintes variações: (i) aumento de 78,5% (R\$ 466 milhões) no ativo e passivo financeiro setorial; (ii) aumento de 5,0% (R\$ 368 milhões) na disponibilização do sistema de transmissão e distribuição; (iii) aumento de 2,7% (R\$ 99 milhões) no fornecimento de energia elétrica; (iv) aumento de 7,3% (R\$ 59 milhões) nas doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido; e (v) aumento de 6,9% (R\$ 7 milhões) na energia elétrica de curto prazo. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelas seguintes variações: (i) aumento de 15,2% (R\$ 404 milhões) nos tributos; (ii) aumento de 5,4% (R\$ 94 milhões) nos encargos de parcela A; (iii) redução de 37,8% (R\$ 25 milhões) em suprimento de energia elétrica; e (iv) redução de 50,5% (6 milhões) em serviços cobráveis.

Nos custos não gerenciáveis (Parcela A), houve um aumento de 10,2% (R\$ 476 milhões), devido ao aumento de 13,6% (R\$ 400 milhões) na Energia Elétrica Comprada para Revenda e pelo aumento de 4,4% (R\$ 76 milhões) no Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição.

As despesas operacionais (Parcela B) em 2024 foram de R\$ 2.089 milhões, um aumento de 9,0% (R\$ 173 milhões).

Conciliação do Lucro Líquido e EBITDA		
Em R\$ mil	2024	2023
Resultado Líquido	506.651	680.191
Depreciação e Amortização	716.851	688.171
Resultado Financeiro	774.879	608.457
Impostos Sobre o Lucro	214.854	389.200
EBITDA	2.213.235	2.366.019

A Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, foi de R\$ 2.213 milhões em 2024, uma redução de 6,5% (R\$ 153 milhões). Segue abaixo o gráfico da evolução do EBITDA:



Em 2024, a RGE apurou um Resultado Financeiro negativo (despesa financeira líquida) de R\$ 775 milhões, um aumento de 27,4% (R\$ 166 milhões). A Receita Financeira foi de R\$ 587 milhões, um aumento de 29,8% (R\$ 135 milhões), e a Despesa Financeira foi de R\$ 1.361 milhões, um aumento de 28,4% (R\$ 301 milhões).



Em 2024, a RGE apurou resultado líquido de R\$ 507 milhões, uma redução de 25,5% (R\$ 174 milhões).

Investimentos – Em 2024, os investimentos em Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição na RGE, totalizaram R\$ 1.407 milhões, um aumento de 16,0% em relação à 2023. Para esta mesma rubrica nos próximos cinco anos, a Companhia estima um investimento total de R\$ 8.696 milhões (vide quadro Evolução e Projeção de Investimentos).

Evolução e Projeção dos Investimentos

Plano de Desenvolvimento de Distribuição R\$ Mil	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Realizado	Realizado	Realizado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado	Projetado
AIS Bruto	1.931.331	1.212.918	1.407.493	1.710.725	1.794.695	2.138.430	1.497.774	1.554.220
Transformador de Distribuição	140.706	144.699	195.446	63.023	64.693	65.723	67.281	68.505
Medidor	55.749	41.098	54.919	47.959	50.026	50.514	45.609	38.729
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	358.471	308.260	311.311	61.495	161.546	211.293	76.867	111.971
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	716.942	616.521	622.622	1.165.573	1.094.442	1.075.518	1.083.795	1.003.180
Redes Alta Tensão (69 kV)	107.394	24.861	35.584	72.876	66.308	162.772	67.696	94.545
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	39.071	5.291	72.681	34.981	79.822	124.427	52.781	47.715
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	622	-	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	362	-	44	-	-	5.939	-	-
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	256.773	14.054	17.108	214.913	163.643	286.426	61.132	156.373
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	180.545	24.834	17.667	49.905	114.215	155.819	42.612	33.202
Subestações Alta Tensão (primário maior igual a 230 kV)	460	191	187	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	74.858	33.108	79.302	-	-	-	-	-
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(117.905)	(64.757)	(70.995)	-	-	-	-	-
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(117.905)	(64.757)	(70.995)	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Originadas da Receita	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Ultrapassagem de demanda</i>	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Excedente de reativos</i>	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Diferença das perdas regulatórias</i>	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
<i>Outros</i>	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
Outros - Outros	-	-	-	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.

Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

R\$ Mil	2024R	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P
Plano de Investimentos 2025	1.407.493	1.710.725	1.794.695	2.138.430	1.497.774	1.554.220

R\$ Mil	2024P	2025P	2026P	2027P	2028P
Plano de Investimentos 2024	1.551.331	1.601.998	1.922.306	1.995.722	1.416.572

Diferença	-9,3%	6,8%	-6,6%	7,2%	5,7%
------------------	--------------	-------------	--------------	-------------	-------------



Em relação às diferenças entre os Planos de Investimento de 2024 e de 2023 da RGE, é importante ressaltar que as obras previstas no PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição) são orientativas e, devido às variações de mercado ou de outros eventos, podem sofrer deslocamento no tempo e/ou alterações em seus escopos.

Adicionalmente, as justificativas dos desvios referentes ao ano de 2024 podem ser obtidas em detalhes através das críticas de obras do banco de dados do PDD disponível na ANEEL.

É importante ressaltar que os valores aqui apresentados diferem da previsão anteriormente publicada junto à CVM (Comissão de Valores Mobiliários), já que neste comparativo, é incluído apenas o PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição), que é somente voltado para ativos elétricos da Distribuição, enquanto os números divulgados junto à CVM incluem também investimentos em ativos não elétricos.

Captações de recursos – Para viabilizar o programa de investimentos e reforço de capital de giro, a RGE utilizou recursos de emissão de debêntures (R\$ 1.745 milhões). Já para suportar os investimentos e o diferimento do reajuste tarifário, devidos às enchentes que atingiram o Estado do Rio Grande do Sul, a Companhia realizou captações de recursos através de linhas emergenciais junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Social (BNDES) (R\$ 852.127 milhões).

Valor adicionado – Em 2024, o valor adicionado líquido gerado como riqueza pela RGE foi de R\$ 7.278 milhões, representando 53,3% da Receita Operacional Bruta, com a seguinte distribuição:

	2024	
	R\$ mil	%
Pessoal e Encargos	493.133	6,0%
Remuneração direta	286.339	4,9%
Benefícios	185.600	6,0%
F.G.T.S.	21.195	24,1%
Impostos, taxas e contribuições	4.676.419	5,8%
Federais	2.674.515	-2,8%
Estaduais	2.000.019	20,3%
Municipais	1.886	-45,2%
Remuneração de capital de terceiros	1.159.260	15,4%
Juros	1.126.816	16,1%
Aluguéis	32.444	-5,1%
Remuneração de capital próprio	949.516	-15,6%
Juros sobre o capital próprio (incluindo adicional propc	147.700	-
Dividendo (incluindo adicional proposto)	77.810	-71,5%
Lucros retidos	724.006	-15,0%
Total	7.278.328	3,8%

Importante ressaltar que a distribuição apresentada na tabela acima, segue o que foi reportado nas Demonstrações Financeiras Societárias e que a Receita Operacional Bruta utilizada para calcular a representatividade do Valor Adicionado é a reportada nas Demonstrações Contábeis Regulatórias, que em 2024 foi de R\$ 13.657.490 mil.



Política de reinvestimento e distribuição de dividendos – De acordo com a legislação brasileira, a Companhia é requerida a distribuir como dividendo anual mínimo obrigatório 25% do lucro líquido ajustado quando previsto no Estatuto Social.

Na Assembleia Geral Ordinária (AGO) de 25 de abril de 2024, foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2023, através de (i) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 267.072 mil e (ii) dividendo adicional no montante de R\$ 6.027 mil.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2024: (i) juros sobre capital próprio sendo R\$ 77.700 mil (R\$ 66.045 mil líquidos de IRRF), aprovado na AGE de 28 de março de 2024, e R\$ 70.000 mil (R\$ 59.500 mil líquidos de IRRF), aprovado na AGE de 30 de setembro de 2024, os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2024, e (ii) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 77.810 mil, que será deliberado na AGO em abril de 2025.

No exercício de 2024, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 339.144 mil de dividendos.

Composição acionária – A RGE é uma empresa de capital aberto, cujo controle é 100% detido pela CPFL Energia, direta e indiretamente (por meio da CPFL Comercialização Brasil S.A.). Em 31 de dezembro de 2024, o capital social da RGE era de R\$ 2.864.105 mil, composto por 1.125.427 ações ordinárias, escriturais e sem valor nominal.

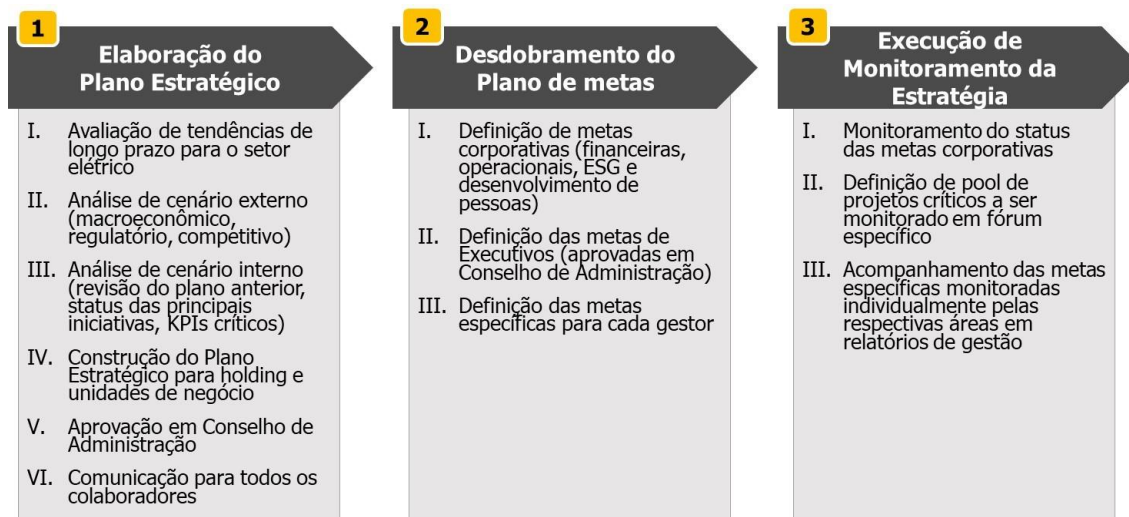
Planejamento empresarial – Desde 2002, a Diretoria de Estratégia e Inovação realiza o Planejamento Estratégico e para o grupo CPFL Energia, com aprovação do Conselho de Administração e o desdobramento para cada unidade de negócio e áreas corporativas.

O Plano Estratégico é realizado anualmente, para o ciclo de 5 anos. O processo segue as seguintes etapas:

- i. Definição das macrotendências globais para o setor elétrico, com base em *desk research* e suporte dos especialistas internos, integrado com o *Roadmap* Tecnológico da empresa;
- ii. Análise de cenário externo suportadas por especialistas em temas críticos (Tendências do Mercado de Energia, Projeções Macroeconômicas; Cenário Competitivo; ESG; Digitalização e experiência do consumidor, entre outros);
- iii. Análise interna, com avaliação do status de atingimento das metas traçadas no ciclo anterior de Planejamento;
- iv. Construção do Planejamento Estratégico para o próximo ciclo de 5 anos.

Ao longo do processo, cada uma das etapas é validada junto à Diretoria Executiva, com aprovação final em Conselho de Administração, seguindo as melhores práticas de governança.

O desdobramento possibilita a visão de desempenho dos processos sob a responsabilidade de cada uma das VPs e Negócios, e é composto por três principais etapas (figura abaixo):



Paralelamente à elaboração do Plano Estratégico, acontece o planejamento orçamentário plurianual, administrado pela Vice-Presidência Financeira e de Relações com Investidores, e submetido ao Conselho de Administração.

Análises de Cenários Externo & Interno - Na elaboração do Plano Estratégico, são realizadas análises de cenário externo com suporte externo de especialistas em diversos assuntos, como por exemplo:

- i. Tendências de Mercado (ex: mudanças tecnológicas, mudanças regulatórias, riscos de negócio);
- ii. Análises Macroeconômicas (ex: projeção de aumento de carga, crescimento de PIB, taxas de câmbio);
- iii. Cenário Competitivo (ex: estratégia aparente de competidores, cenário de oportunidades e riscos em M&A);
- iv. Cenário Regulatório e Institucional (ex: temas regulatórios como Renovação das concessões, liberalização do mercado, reforma tributária);
- v. Mudanças climáticas (ex: aumento do número de eventos climáticos extremos no mundo e no Brasil, assim como seus impactos para o setor elétrico).

Em paralelo, é realizada a avaliação do cenário interno: atualização das principais iniciativas, análise de resultados e objetivos operacionais/ financeiros, metas e indicadores do ciclo anterior.

A partir dessas análises, as principais tendências e oportunidades de cada negócio são mapeadas para o Planejamento Estratégico.

Elaboração da Estratégia - Com os status dos resultados do ano anterior e priorizando indicadores levantados nas avaliações de cenários (incluindo critérios de segurança, nossas pessoas, qualidade no atendimento ao cliente, eficiência operacional, inovação e crescimento, mudanças climáticas e regulação) são determinadas as novas iniciativas e diretrizes de negócio, com projetos prioritários e

planos de ação necessários para atingir os objetivos, até a consolidação no Plano Estratégico, validado e aprovado no Conselho Administrativo.

Desdobramento em Metas - A etapa de desdobramento ocorre após a aprovação do Plano Estratégico, quando são analisados os resultados recentes e elaboradas as metas e planos de ação para o próximo ano, alinhados ao orçamento aprovado.

Para o processo de metas e levantamento dos principais utilizadores da empresa, foi incorporado o uso da metodologia BSC (*Balanced ScoreCard*), dividindo os objetivos em 4 grandes perspectivas: Financeira/Criação de Valor; Clientes/Partes Interessadas; Processos Internos; Capacidade Organizacional. A partir dessas perspectivas, foram mapeados os principais temas que acompanham a estratégia da empresa, detalhando para cada um desses temas os principais indicadores que podem ser utilizados para acompanhar seu desenvolvimento.

Divulgação Planejamento Estratégico - As principais diretrizes da estratégia são disseminadas para todos os colaboradores, incentivando o engajamento do colaborador; de modo a instigá-lo a criar valor e descobrir como sua área pode contribuir para o crescimento organizacional.

Os canais formais de divulgação são:

- Evento de divulgação com participação dos Executivos, com participação ativa dos colaboradores;
- Vídeo com o resumo das principais diretrizes e iniciativas do Plano Estratégico;
- Workshops nas áreas de negócio;
- Campanhas internas – banners e cartazes em diversos locais;
- Kit de divulgação para lideranças, com conteúdo sobre plano da holding e materiais customizados para cada unidade de negócio;
- Quiz para engajamento dos colaboradores, com reconhecimento para os maiores pontuadores;
- Portal de Planejamento Estratégico (intranet) – área onde é disponibilizada uma síntese dos principais direcionadores estratégicos do grupo e dos negócios.

A CPFL Energia conclui a divulgação das principais diretrizes do grupo para todos os stakeholders através da página de Relações com Investidores, por meio do resumo com as orientações fundamentais dos negócios e do grupo.

Implementação & Monitoramento da Estratégia - São acompanhadas e monitoradas ao longo do ano pela Diretoria de Estratégia e Inovação e pelas áreas de negócio por meio de ferramentas de gestão customizadas (relatórios de gestão, comitês de projetos com participação dos Executivos e monitoramento das metas dos Vice-Presidentes e Diretores), com planos de ação tempestivos elaborados à medida que se faça necessário.



Sistemas de Gestão e programas da qualidade – Em 202, as atividades compreenderam:

- Recertificação dos Sistemas de Gestão, que compreendem as normas NBR ISO 9001 (Sistema de Gestão da Qualidade), NBR ISO 14001 (Sistema de Gestão Ambiental), ISO 45001 (Sistema de Gestão de Saúde e Segurança do Trabalho). Adicionalmente, a RGE Sul participou do escopo de manutenção de certificação da CPFL Holding na norma ISO 27001 (Segurança da Informação) e manutenção da certificação da ISO 37001 (Gestão Antissuborno);
- Das 123 Estações Avançadas do grupo RGE Sul, 120 unidades participaram do programa Colaborativo, representando 97% de adesão ao programa. As EAs obtiveram resultado médio de 88,64% nas avaliações dos pilares referente aos temas de Utilização, Organização e segurança, Limpeza e economia, Disciplina. Destas 120 localidades operacionais que participaram, 68 obtiveram avaliações superior à média que corresponde a cerca de 56%;
- Prêmio ABRADEE 2024: Vencedora da categoria “Melhor Desempenho da Região Sul” e finalista nas categorias “ASG”, “Gestão Operacional” e “Evolução”.

Recursos humanos – Em 2024, a RGE investiu cerca de R\$ 6,2 milhões em programas de formação em excelência operacional e desenvolvimento profissional de alta performance de seus colaboradores.

Uma das dimensões do “Nosso Jeito de Ser”, nosso direcionador de comportamento é aprender com a jornada e ser o protagonista do seu desenvolvimento e nós aqui na Universidade CPFL atuamos como facilitadores deste movimento, incentivando o colaborador a assumir e buscar caminhos para cada vez mais evoluir em sua própria carreira. Realizamos isso por meio do aprendizado de *soft skills*, ou habilidades técnicas e comportamentais, emocionais e sociais. Hoje ofertamos em nossa plataforma de aprendizagem (Success) o Guia de autodesenvolvimento que compõe cursos de Habilidades técnicas e comportamentais; palestras ao vivo com especialistas em temas técnicos e comportamentais, parceria com Instituições Nacionais, Unicast (Podcast) além da adaptação dos treinamentos presenciais para os formatos online, buscando inovação em ferramentas, dinamismo na entrega dos conteúdos e aplicação de cases reais e atividades práticas. Essas ações permeiam a frente das quatro escolas de ensino da Universidade CPFL: Excelência Operacional, Excelência no Atendimento, Negócios e Inovação e Liderança.

A partir disso, em 2023, tivemos **+ de 35 mil participações** em treinamentos, com **33,6 horas de treinamento** por colaborador neste período.

Sustentabilidade – A RGE mantém foco estratégico no desenvolvimento sustentável e, reforçando este compromisso, a *holding* CPFL Energia lançou em 2022 o Plano ESG 2030, que abrange todos os seus negócios, com foco em quatro pilares – Soluções renováveis e inteligentes, Operações sustentáveis, Valor compartilhado com a sociedade e Atuação segura e confiável. O Plano ESG 2030 é desdobrado em 24 compromissos públicos em diversas áreas da empresa. Mais informações estão disponíveis no Relatório Anual em www.grupocpfl.com.br/sustentabilidade/relatorio-anual e www.cpfl.com.br/ri.

RGE em números:

Atendimento	2024	2023	%
Número de consumidores	3.134.889	3.102.975	1,0%
Número de empregados ¹	392	392	0,0%
Número de consumidores por empregado	7.997	7.916	1,0%
Número de localidades atendidas	381	381	0,0%
Número de agências	17	17	0,0%
Número de postos de atendimento	324	326	-0,6%

Nota: (1) Número de empregados = número de atendentes agência + 1 atendente por rede fácil.

Operacionais	2024	2023	%
Número de subestações	166	164	1,2%
Linhas de transmissão (Km)	4.925	4.912	0,3%
Linhas de distribuição (Km)	154.755	154.896	-0,1%

Mercado	2024	2023	%
Área de concessão (Km ²)	182.904	182.722	0,1%
Demanda máxima (MWh/h)	4.157	4.088	1,7%
Mercado atendido (GWh)	18.759	18.564	1,0%
Consumo residencial médio (kWh/ano)	2.315	2.231	3,7%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh):			
Total (exceto curto prazo)	707,40	681,50	3,8%
<i>Residencial</i>	711,05	686,36	3,6%
<i>Comercial</i>	736,30	717,07	2,7%
<i>Industrial</i>	675,40	652,86	3,5%
<i>Rural</i>	666,40	613,48	8,6%
<i>Outros</i>	572,47	709,11	-19,3%
DEC (horas)	9,09	8,63	5,3%
FEC (número de interrupções)	4,42	3,98	11,1%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	41,22	74,02	-44,3%

Financeiros	2024	2023	%
Receita operacional bruta (R\$ mil)	13.657.490	12.691.242	7,6%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	8.739.759	8.272.252	5,7%
Resultado da atividade (R\$ mil)	1.496.384	1.677.848	-10,8%
Margem operacional do serviço líquida (%)	17,12%	20,28%	-15,6%
EBITDA ou LAJIDA (R\$ mil)	2.213.235	2.366.019	-6,5%
Lucro líquido (R\$ mil)	506.651	680.191	-25,5%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	5.372.073	5.060.090	6,2%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	9,43%	13,44%	-29,8%
Endividamento (R\$ mil)	8.618.782	7.273.829	18,5%
Em moeda nacional (%)	85%	80%	6,4%
Em moeda estrangeira (%)	15%	20%	-24,5%



Agradecimentos

Registramos nossos agradecimentos aos membros da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração pelo apoio prestado no debate e encaminhamento das questões de maior interesse da RGE. Nossos reconhecimentos à dedicação e empenho do quadro funcional, extensivamente a todos os demais que direta ou indiretamente contribuíram para o cumprimento da missão da RGE.

São Leopoldo, 28 de abril de 2025.

A Administração.

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.
CNPJ nº 02.016.440/0001-62

Notas Explicativas às Demonstrações Contábeis Regulatórias em
31 de dezembro de 2024 e 2023
(Valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("RGE" ou "Companhia"), é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Companhia está autorizada a participar de programas que visem outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A sede administrativa da Companhia está localizada na Av. São Borja, 2.801, Bairro Fazenda São Borja, Cidade de São Leopoldo, Estado do Rio Grande do Sul, Brasil.

A Companhia detém a concessão para exploração de suas atividades pelo prazo de 30 anos, até 06 de novembro de 2027, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período.

A área de concessão da Companhia contempla 381 municípios no Estado do Rio Grande do Sul. Entre os principais municípios estão Canoas, São Leopoldo, Novo Hamburgo, Santa Maria, Caxias do Sul, Gravataí, Passo Fundo e Bento Gonçalves, atendendo aproximadamente 3,1 milhões de consumidores.

1.1 Setor Elétrico no Brasil

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia ("MME"), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela ANEEL.

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seu contrato de concessão de longo prazo de venda de energia.

De acordo com o contrato de concessão de distribuição, a Companhia está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis ("Custos da Parcela A"); e (2) uma parcela de custos operacionais ("Custos da Parcela B"). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subsequentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Companhia, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B ("Ajuste Escalar") para o período subsequente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Companhia pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Companhia solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

Consumidores livres são aqueles cuja demanda exceda a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento começou após julho de 1995. Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito através de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

A operação e administração da Rede Básica é atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – (“ONS”), pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL, e integrado pelos titulares de geração, transmissão, distribuição e também pelos consumidores com conexão direta à rede básica. O ONS tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do sistema interligado nacional.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.

1.2 Impactos Climáticos – Enchentes do Rio Grande do Sul

As enchentes de maio de 2024 no Rio Grande do Sul marcaram a história do estado. Um sistema atmosférico de alta pressão se instalou sobre a região Sul do Brasil, impedindo a circulação de ar úmido e causando chuvas persistentes. O fenômeno climático El Niño também contribuiu para o aumento das precipitações na região.

Cerca de 90% do território gaúcho foi afetado, com danos à infraestrutura, agricultura e ao comércio, resultando em perdas expressivas.

No total, 336 municípios do Estado do Rio Grande do Sul foram afetados e tiveram situação de Calamidade Pública decretada, dos quais 276 estão na área de concessão da Companhia. A grande maioria das interrupções de fornecimento se deu por solicitações de agentes públicos (Defesa Civil, Bombeiros, Polícia, etc.) por questões de segurança da população.

Como resultado do evento, a Companhia reconheceu no resultado do exercício de 2024 despesa de (i) baixa de ativos danificados no montante de R\$ 34.880, principalmente relacionados a medidores, rede de distribuição e subestação; (ii) R\$ 23.822 referente a serviços relacionados à manutenção de ativos impactados, serviços de limpeza e infraestrutura, manutenção de frota, entre outros; (iii) R\$ 25.534 referente à penalidades por ultrapassagem de demanda na rede básica em função de manobras operativas necessárias para o restabelecimento e/ou manutenção do fornecimento de energia. Este valor não foi pago ao ONS em função do Despacho da ANEEL 2.173/2024, que concedeu à Companhia medida cautelar para suspensão do pagamento até que o mérito fosse julgado pela Agência, o que não ocorreu até o presente momento e (iv) uma perda por impossibilidade de faturamento de R\$ 12.242. Os valores divulgados nestas demonstrações financeiras, consideram valores realizados e provisionados com base nas melhores estimativas da Administração e consideram os fatos e circunstâncias conhecidos até o momento.

1.3 Renovações de concessões de distribuição de energia elétrica no Brasil

Em 28 de março de 2025, a Companhia protocolou, nos termos do Decreto nº 12.068, de 20 de junho de 2024, perante a Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”) o requerimento para firmar novo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, conforme minuta final publicada no Despacho ANEEL nº 517, de 27 de fevereiro de 2025, com efeitos imediatos das cláusulas contratuais, após assinatura do novo termo aditivo contratual, e efetivação da prorrogação da concessão por mais 30 (trinta) anos a partir de 06 de novembro de 2027.

1.4 Resiliência climática no setor elétrico e iniciativas do Grupo CPFL

O setor elétrico é bastante afetado pelas mudanças climáticas. Alinhada com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU, o Grupo CPFL implementou o Plano ESG 2030 que inclui compromissos para a transição energética, a descarbonização e resiliência climática. Isso envolve identificar riscos e oportunidades com base na metodologia da *Task Force for Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) e ações de mitigação e adaptação, consolidadas na publicação “Nossa Jornada contra as Mudanças Climáticas”, e na plataforma global do Carbon Disclosure Project (CDP), dando maior transparência para nossos públicos de interesse - ambos atualizados anualmente.

Iniciativas específicas:

A Companhia possui investimentos em expansão, reforço de rede, automação e modernização de equipamentos, como a plataforma *Advanced Distribution Management System* (ADMS) e o *Weather Translator System* (WeTS), além de projetos de resiliência em parceria com a FGV e Climatempo, e o projeto Arborização +Segura para prevenir danos, acidentes e interrupções de energia.

Gestão de crises

O Grupo CPFL possui um documento que tem como objetivo estabelecer e regulamentar as principais diretrizes de gestão de crise, incluindo o acionamento do Grupo de Crise, papéis e responsabilidades das partes envolvidas, bem como avaliação da ocorrência e classificação de sua gravidade. Este grupo é responsável pela avaliação dos eventos anormais (“ocorrências”), monitoramento de fatores de risco e gestão das ações endereçadas para situações de crise. A composição é feita por membros permanentes e ad hoc que compõem os times estratégico e de apoio técnico-operacional. Os membros ad hoc e demais áreas acessórias poderão ser acionadas pontualmente para compor o Grupo, de acordo com a natureza e criticidade do evento.

O primeiro passo para gerenciar a ocorrência é classificar sua natureza e, se caracterizado como crise, o seu nível de gravidade. Ou seja, entender qual é a intensidade com que as consequências e a repercussão dos fatos podem atingir a Companhia e, por fim, os públicos de seu relacionamento.

Para determinar o nível de gravidade, são analisadas as características da ocorrência, considerando o impacto nas pessoas, nas comunidades, no meio ambiente, na área financeira, na segurança patrimonial e nas operações da Companhia.

Para todos os casos, considera-se também a abrangência da repercussão da ocorrência na opinião pública e stakeholders, o que inclui os veículos de comunicação conhecidos: jornais, revistas, rádios, televisões, portais de internet, agências de notícias, blogs, redes sociais e outros.

A extensão da ocorrência e a sua gravidade devem também ser avaliadas, considerando a abrangência do assunto do ponto de vista de localização geográfica. Pela complexidade das operações da CPFL, as emergências ou crises podem ter diferentes níveis de abrangência.

Além das respostas técnicas, a CPFL se mobiliza para oferecer suporte tanto às comunidades afetadas quanto aos seus colaboradores, podendo incluir doações de suprimentos e recursos financeiros, dentre outras ações.

Por exemplo, no evento climático extremo ocorrido recentemente no Rio Grande do Sul, a CPFL implementou medidas em colaboração com outras instituições para a reconstrução das áreas afetadas e restauração de serviços essenciais. Essas ações refletem o compromisso da CPFL com a mitigação de crises, resiliência frente a desastres e o apoio contínuo às comunidades impactadas, garantindo que as operações da Companhia voltem à normalidade de forma eficiente.

2 BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2.1 Base de preparação

As demonstrações contábeis para fins regulatórios foram elaboradas e estão sendo apresentadas em conformidade com as normas, procedimentos e diretrizes emitidas e aprovadas pela ANEEL, as quais constam no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico ("MCSE"), aprovado por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014, substituída em 2021 pela Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021, e as orientações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – ("CPC"), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis emitidas e aprovadas pela ANEEL.

A ANEEL, em 17 de setembro de 2021, através do Despacho nº 2.904, no uso da atribuição que lhe foi delegada por meio da Resolução Normativa nº 933, de 2021, decidiu: (i) revisar o MCSE, na dimensão procedimental; (ii) revogar a versão 2015 do MCSE, aprovada pela Resolução Normativa nº 605, de 2014, substituída pela Resolução Normativa nº 933/2021; e (iii) aprovar a versão 2022 do MCSE, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2022. A versão vigente foi aprovada através do Despacho nº 1.690 de 28 de junho de 2022.

As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as Instruções Contábeis Regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa, podendo apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciada de algumas normas contábeis societárias e regulatórias, estas diferenças estão apresentadas e explicadas na nota 32, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas demonstrações contábeis regulatórias preparadas de acordo com estas práticas.

A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis regulatórias estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão regulatória da Companhia.

A autorização para a emissão destas demonstrações contábeis regulatórias foi dada pela Administração em 28 de abril de 2025.

Essas demonstrações contábeis regulatórias estarão disponíveis no site da ANEEL (www.aneel.gov.br) e da Companhia (www.cpfl.com.br).

2.2 Base de mensuração

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas tendo como base o custo histórico, exceto para os seguintes itens materiais, que são mensurados a cada data de reporte e registrados nos balanços patrimoniais: i) instrumentos financeiros derivativos mensurados ao valor justo; e ii) instrumentos financeiros não derivativos mensurados ao valor justo por meio do resultado, cuja classificação da mensuração do valor justo nas categorias

níveis 1, 2 ou 3 (dependendo do grau de observância das variáveis utilizadas) está apresentada na nota 29 de Instrumentos Financeiros e iii) ativo imobilizado, intangível e obrigações especiais.

2.3 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas.

Por definição, as estimativas contábeis podem divergir dos respectivos resultados reais.

Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As principais contas contábeis que requerem a adoção de premissas e estimativas, que estão sujeitas a um maior grau de incertezas e que possuam um risco de resultar em um ajuste material, caso essas premissas e estimativas sofram mudanças significativas em períodos subsequentes, são:

- Nota 6 – Consumidores, concessionárias e permissionárias: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada e premissas para mensuração do fornecimento e Tarifa de uso do sistema de distribuição (“TUSD”) não faturados;
- Nota 9 – Ativos e passivos financeiros setoriais: critérios regulatórios e premissas sobre determinados itens;
- Nota 10 – Tributos diferidos: reconhecimento de ativos em função de disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados;
- Nota 11 – Outros ativos circulantes: provisão para créditos de liquidação duvidosa, sendo as principais premissas em relação à expectativa de perda de crédito esperada;
- Nota 12 – Imobilizado e intangível: principais premissas em relação aos valores recuperáveis;
- Nota 14 – Empréstimos, financiamentos e Debêntures: principais premissas para determinação do valor justo;
- Nota 15 – Benefícios Pós-Emprego: principais premissas atuariais na mensuração de obrigações de benefícios definidos;
- Nota 18 – Provisão para litígios e depósitos judiciais e cauções: reconhecimento e mensuração: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos, e
- Nota 29 – Instrumentos Financeiros: principais premissas para determinação do valor justo.

Adicionalmente a Administração exerce julgamentos significativos na determinação das premissas utilizadas na mensuração do passivo de arrendamento, como a determinação do prazo dos vários contratos de arrendamentos, das taxas de desconto, da determinação dos contratos que estão no escopo da norma e, dos impactos que eventuais alterações nas premissas associadas aos julgamentos e estimativas adotados pela Companhia.

2.4 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia é o Real e as demonstrações contábeis regulatórias estão sendo apresentadas em milhares de reais. O arredondamento é realizado somente após a totalização dos valores. Desta forma, os valores em milhares apresentados, quando somados, podem não coincidir com os respectivos totais já arredondados.

2.5 Segmento operacional:

A Companhia atua somente no segmento de distribuição de energia elétrica, na prestação de serviços de distribuição e disponibilidade de energia elétrica, e sua demonstração de resultado reflete essa atividade. Consequentemente, a Companhia concluiu que a sua demonstração de resultados e as demais informações constantes nestas notas explicativas, apresentam as informações requeridas sobre seu único segmento operacional.

3 PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

As práticas contábeis utilizadas são as mesmas que as adotadas nas demonstrações financeiras societárias apresentadas nas demonstrações financeiras de 2024 na nota explicativa 3 – Sumário das principais políticas contábeis, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

3.1 Imobilizado em serviço

Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação regulatória compulsória, conforme determina a Resolução Normativa nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à resolução vigente emitida pelo Órgão Regulador (nota 12).

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da concessão. O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória.

O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

3.2 Imobilizado em curso

Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no MCSE. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

A Companhia agrega mensalmente ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

No reconhecimento do custo do ativo imobilizado, as distribuidoras de energia têm incluído parte dos custos da administração central, o qual por sua vez é incluído no processo de revisão tarifária, ou seja, gerando benefícios econômicos futuros.

Nas demonstrações financeiras societárias, os ativos vinculados à infraestrutura de concessão ainda em construção são registrados inicialmente como ativos de contrato, considerando o direito da Companhia de cobrar pelos serviços prestados aos consumidores ou receber uma indenização ao final da concessão para os ativos ainda não amortizados, em conformidade com o CPC 47 – Receita de contrato com cliente e com ICPC 01 (R1) -

Contratos de concessão. Os novos ativos são registrados inicialmente como ativos de contrato, mensurados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados. Após a entrada em operação dos ativos fica evidenciada a conclusão da obrigação de desempenho vinculada à construção, sendo os ativos então bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível. A parcela dos ativos da concessão que será integralmente amortizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão, sendo a parcela remanescente registrada como um ativo financeiro e avaliada com base no custo novo de reposição, tendo como referência os valores homologados pela ANEEL da Base de Remuneração de Ativos nos processos de revisão tarifária.

3.3 Intangível

Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear e em conformidade às taxas estabelecidas pelo poder concedente.

Os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, são apropriados aos ativos intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

3.4 Obrigações especiais vinculadas à concessão

Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e do poder concedente União, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, acrescidos do valor da reavaliação. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

3.5 Reserva de reavaliação e Reavaliação regulatória compulsória

É realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social (nota 32.3.1).

A constituição da reavaliação se dá por meio do processo de revisão tarifária periódica, que no caso da Companhia ocorre a cada cinco anos. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 e suas atualizações. Esse laudo é revisado e homologado pela ANEEL. A última reavaliação registrada pela Companhia no processo de revisão tarifária da data-base de 31 de dezembro de 2022, foi aprovada pela Resolução Homologatória 3.206/2023, demonstrado na Nota Técnica no 27/2023 –STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023.

4 DETERMINAÇÃO DO VALOR JUSTO

Diversas políticas e divulgações contábeis da Companhia exigem a determinação do valor justo, tanto para os ativos e passivos financeiros como para os não financeiros. Os valores justos têm sido apurados para propósitos de mensuração e/ou divulgação baseados nos métodos a seguir. Quando aplicável, as informações adicionais sobre as premissas utilizadas na apuração dos valores justos são divulgadas nas notas específicas àquele ativo ou passivo.

A Companhia determinou o valor justo como o valor pelo qual um ativo pode ser negociado, ou um passivo liquidado, entre partes interessadas, conhecedoras do negócio e independentes entre si, com a ausência de fatores que pressionem para a liquidação da transação ou que caracterizem uma transação compulsória.

- Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros reconhecidos a valores justos são valorizados através da cotação em mercado ativo para os respectivos instrumentos, ou quando tais preços não estiverem disponíveis, são valorizados através de modelos de precificação, aplicados individualmente para cada transação, levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas através das curvas de juros de mercado, tendo como base, sempre que disponível, informações obtidas pelo site da B3 S.A - Brasil, Bolsa, Balcão e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais - ANBIMA (nota 29) e também contempla a taxa de risco de crédito da parte devedora.

Valor reavaliado de um ativo:

O ativo imobilizado e intangível é contabilizado pelo custo de aquisição deduzidos da depreciação acumulada. Os valores são acrescidos da parcela de reavaliação de ativo homologado pela ANEEL por meio do laudo de avaliação da Base de Remuneração Regulatória - BRR. Neste processo a Companhia prepara, em conjunto com empresa avaliadora credenciada junto ao órgão regulador, o Laudo de Avaliação que contém o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS e a diferença para o valor contábil, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, é registrado contabilmente como reavaliação regulatória compulsória, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 e suas atualizações.

5 CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2024	31/12/2023
Caixa	51.310	44.753
Equivalentes de caixa	102.309	245.098
Aplicação de curtíssimo prazo (a)	7.404	4.882
Títulos de crédito privado (b)	65.749	182.398
Fundos de investimento (c)	29.156	57.818
Total	153.619	289.851

- a) Saldos bancários disponíveis em conta corrente que são remunerados diariamente através de aplicações em Certificados de Depósitos Bancários (“CDBs”) e remuneração de 30% da variação do Certificado de Depósito Interbancário (“CDI”) (15% do CDI em 31 de dezembro de 2023).
- b) Corresponde a operações de curto prazo em: (i) (“CDBs”) no montante de R\$ 65.749 (R\$ 150.068 em 31 de dezembro de 2023) e (ii) operações compromissadas em debêntures R\$ 32.330 em 31 de dezembro de 2023, todas estas operações possuem liquidez diária, vencimento de curto prazo, baixo risco de crédito e remuneração equivalente, na média, a 101,73% do CDI (100,00% do CDI em 31 de dezembro de 2023).
- c) Representa valores aplicados em fundos com alta liquidez e remuneração equivalente, na média 99,50% do CDI (100,38% do CDI em 31 de dezembro de 2023), tendo como características aplicações pós-fixadas em CDI, lastreadas em títulos públicos federais, CDBs e operações compromissadas lastreadas em títulos de terceiros de instituições financeiras de grande porte com baixo risco de crédito e vencimento de curto prazo.

6 CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Valores Correntes						Valores Renegociados					Total em 31/12/2024	Total em 31/12/2023
	Correntes a Vencer		Correntes Vencidas				Renegociados a Vencer		Renegociados Vencidos				
	Até 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Provisão p/ Devedores Duvidosos		
Fornecimento de Energia	989.652	278.925	41.155	10.868	57.029	(72.996)	19.672	42.544	14.288	16.009	(34.760)	1.362.387	1.467.728
Residencial	354.604	207.371	29.079	1.901	7.123	(45.015)	15.794	16.397	11.980	5.827	(25.391)	579.670	543.954
Industrial	34.502	15.749	2.768	2.531	16.198	(9.306)	918	1.335	592	4.624	(2.708)	67.203	49.787
Comercial	79.346	31.640	5.506	6.358	19.877	(11.917)	1.685	14.974	1.158	5.173	(4.579)	149.219	138.881
Rural	60.578	17.796	2.785	-	9.230	(6.031)	895	3.069	443	385	(1.727)	87.423	75.689
Poderes Públicos	22.994	2.941	198	73	3.433	(596)	42	1.218	3	-	(19)	30.286	31.011
Iluminação Pública	22.868	839	27	-	1.009	(50)	338	5.549	113	-	(16)	30.678	36.174
Serviço Público	11.772	2.124	753	1	114	(80)	-	-	-	-	(320)	14.364	15.424
Serviço Taxado	389	465	40	5	44	-	-	-	-	-	-	944	3.397
Fornecimento Não Faturado	403.704	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	403.704	572.667
(-) Arrecadação Processo Classif.	(1.104)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.104)	742
Participação Financeira	809	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	809	810
Outros consumidores	67.545	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67.545	60.895
Consumidores	1.058.007	278.925	41.155	10.868	57.029	(72.996)	19.672	42.544	14.288	16.009	(34.760)	1.430.741	1.529.431
Suprimento Energia - Moeda Nacional	14.677	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.677	12.204
Encargos de Uso da Rede Elétrica	1.980	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.980	816
Energia Elétrica de Curto Prazo	25.272	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.272	13.325
Concessionárias e permissionárias	41.930	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41.930	26.345
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.099.937	278.925	41.155	10.868	57.029	(72.996)	19.672	42.544	14.288	16.009	(34.760)	1.472.671	1.555.776
		</											

Provisão para créditos de liquidação duvidosa ("PCLD")

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída com base na perda esperada, utilizando a abordagem simplificada de reconhecimento, baseada em histórico e probabilidade futura de inadimplência. O detalhamento da metodologia de provisão está descrito na nota 29 (e).

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está demonstrada a seguir

	Consumidores, concessionárias e permissionárias
Saldo em 31/12/2022	(91.405)
Provisão revertida (constituída) líquida	(122.213)
Recuperação de receita	51.615
Baixa de contas a receber provisionadas	72.653
Saldo em 31/12/2023	(89.350)
Provisão revertida (constituída) líquida	(155.728)
Recuperação de receita	44.313
Baixa de contas a receber provisionadas	93.008
Saldo em 31/12/2024	(107.756)

7 TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<u>31/12/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
<u>Circulante</u>		
Antecipações de contribuição social - CSLL	-	3.563
Antecipações de imposto de renda - IRPJ	-	12.142
Imposto de renda e contribuição social a compensar	222	87.119
Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte	11.201	7.162
ICMS a compensar	131.365	117.503
Programa de integração social - PIS	821	456
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	3.787	2.103
Outros	-	11
Total	<u>147.396</u>	<u>230.059</u>
<u>Não circulante</u>		
Contribuição social a compensar - CSLL	30.489	174
Imposto de renda a compensar - IRPJ	82.597	229
ICMS a compensar	165.105	165.094
Programa de integração social - PIS	956	918
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	4.405	4.227
Outros	858	671
Total	<u>284.410</u>	<u>171.313</u>

Antecipação de Contribuição social – CSLL e Imposto de renda – IRPJ – refere-se ao recolhimento a maior de estimativas de IRPJ e CSLL do ano de 2023.

Imposto de renda e contribuição social a compensar: referem-se principalmente a constituição de crédito de imposto sobre lucro líquido e retenções de órgão público.

Imposto de renda e contribuição social retidos na fonte: refere-se principalmente a IRRF sobre aplicações financeiras.

ICMS a compensar: refere-se principalmente a crédito constituído de aquisição de bens que resultam no reconhecimento de ativos intangíveis e ativos financeiros.

Imposto de renda e contribuição social a compensar no não circulante: refere-se ao reconhecimento do crédito gerado sobre a atualização financeira de repetição de indébito. Em setembro de 2021, o Supremo Tribunal Federal (“STF”) decidiu que o Imposto de Renda Pessoa Jurídica e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido não incidem sobre a taxa Selic recebida pelo contribuinte na devolução de tributos pagos indevidamente (repetição de indébito). A Companhia havia impetrado ação judicial em julho de 2021, resguardando assim seu direito de recuperar os montantes tributados a maior nos últimos 5 anos. Em 2024, a Companhia recebeu da Receita Federal do Brasil resposta à Solução de Consulta por ela previamente apresentada, que tem relação como tema, tornando-se neste momento possível o reconhecimento do crédito no montante de R\$ 112.683.

7.1 Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e COFINS:

Ativo	31/12/2024	31/12/2023
<u>Circulante</u>		
PIS sobre ICMS	108.662	144.817
COFINS sobre ICMS	500.505	667.035
Total circulante	609.168	811.851
<u>Não circulante</u>		
PIS sobre ICMS	193.084	201.904
COFINS sobre ICMS	889.355	929.981
Total não circulante	1.082.439	1.131.885
Passivo	31/12/2024	31/12/2023
<u>Circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	324.400	413.695
Total circulante	324.400	413.695
<u>Não circulante</u>		
PIS/COFINS devolução consumidores	1.240.684	1.261.704
Total não circulante	1.240.684	1.261.704

Em 2021, a Companhia obteve o trânsito em julgado em sua ação judicial, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e da COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de junho de 2002).

Considerando as duas ações judiciais (RGE Sul “Processo judicial nº. 5081703-26.2018.4.04.7100” e RGE “Processo judicial nº. 5003290-12-2017.4.04.7107”), o montante total até dezembro de 2024 de ativos de tributos a compensar é de R\$ 1.691.607 e do passivo com consumidores é de R\$ 1.565.084.

Para a RGE Sul “Processo judicial nº. 5081703-26.2018.4.04.7100” os registros contábeis de ativos de tributos a compensar foram reconhecidos nas demonstrações financeiras, que atualizado até 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 807.646 (R\$ 1.059.161 em 31 de dezembro de 2023). Sendo que, entre julho de 2021 e dezembro de 2024 já foram compensados R\$ 1.788.826.

Em relação ao saldo do passivo com consumidores atualizado em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 763.875, saldo este já considerando no reajuste tarifário de junho de 2021 (R\$ 228.800), junho 2022 (R\$ 657.746), junho 2023 (R\$ 887.749) e junho 2024 (R\$ 75.526) (nota 9) a antecipação da reversão dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário no total de R\$ 1.849.821.

Ainda em 2021, tendo em vista (i) decisão do Supremo Tribunal Federal (“STF”) em março de 2017 do tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõem a base de cálculo do PIS e da COFINS

(ii) decisão de maio de 2021 do Supremo Tribunal Federal (“STF”) que rejeitou os embargos de declaração opostos pela Fazenda Nacional nos autos do RE nº 574.706 a qual não modulou os efeitos de sua decisão para os contribuintes que já tivessem ações judiciais apresentadas anteriormente a 15 de março de 2017, e (iii) os termos do CPC 25 item 33 que discorre sobre o conceito de classificação de ativo considerado “praticamente certo”, no 2º trimestre 2021 a Companhia registrou ativo de tributos a compensar e passivo com consumidores no montante de R\$ 739.273 (R\$ 755.750 em 31 de dezembro de 2021), relacionado a RGE (empresa incorporada em dezembro de 2018), “Processo judicial nº. 5003290-12-2017.4.04.7107.

Em abril de 2024 a Companhia obteve o trânsito em julgado na ação judicial de sua sucedida “Processo judicial nº. 5003290-12-2017.4.04.7107, tendo sido reconhecido o seu direito à não inclusão dos valores do ICMS faturado na base de cálculo do PIS e COFINS, bem como, de reaver valores recolhidos anteriormente (a partir de março de 2012). Em junho de 2024, o crédito decorrente da ação judicial foi habilitado junto a Receita Federal do Brasil, em agosto de 2024 as compensações foram iniciadas.

Com isso, no reajuste tarifário de junho de 2024 foram repassados parte dos valores oriundos de créditos decorrentes da referida ação judicial, como componente financeiro negativo extraordinário no total de R\$ 116.014 (nota 9), restando assim no passivo com consumidores, o saldo atualizado em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 801.208.

Ainda em relação ao “Processo judicial nº. 5081703-26.2018.4.04.7100” os registros contábeis de ativos de tributos a compensar atualizado até 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 883.960, sendo que, entre agosto e dezembro de 2024 já foram compensados R\$ 55.503.

Ainda sobre o processo, a Companhia recebeu da Receita Federal do Brasil a resposta à Solução Consulta previamente apresentada, no qual foi externado o entendimento sobre a necessidade de oferecimento a tributação de tal crédito para fins de IRPJ/CSLL e PIS/COFINS. Assim, nos termos da orientação acima, a tributação foi realizada, e o montante de R\$ 199.115 foi recolhido em fevereiro de 2024. Posteriormente, tais valores foram abatidos do repasse ao consumidor no Reajuste Tarifário Anual - RTA.

Foi publicada a Lei n. 14.385 em 28 de junho de 2022, a qual determina que a ANEEL promova, nos processos tarifários, a destinação integral do crédito em questão em proveito dos consumidores afetados pela cobrança de tributo a maior. A Companhia entende que tal dispositivo legal não lhe retira o direito de ter vertido em seu favor os créditos abarcados pela prescrição (acima de 10 anos), bem como continuará acompanhando os desdobramentos deste tema, de forma a adotar as medidas que sejam necessárias para resguardar seu direito.

Sobre este tema, em dezembro/2022 a Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), entidade da qual a Companhia é associada, ajuizou Ação Direta de Inconstitucionalidade perante o Supremo Tribunal Federal, distribuída sob nº 7.324 questionando referida legislação, a qual pende de julgamento.

Importante salientar que, baseada na opinião de seus assessores legais, a Companhia entende que a necessidade de reembolso aos consumidores dos montantes recebidos após o trânsito em julgado de ação judicial está limitada ao prazo prescricional dos últimos 10 anos. Tal posicionamento foi inclusive externado pela Companhia através de contribuição apresentada no processo da Consulta Pública da ANEEL nº 05/2021, ainda sem conclusão por aquele Órgão.

Logo, a decisão contábil da Companhia de, não registrar qualquer crédito tributário em seu favor até o momento, não significa qualquer renúncia de direito.

8 INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

	<u>31/12/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Aplicação direta (a)	378.737	84.646
Outros (b)	39.343	35.542
Total	<u>418.080</u>	<u>120.188</u>

- a) Representa valores aplicados em títulos da dívida pública, Letra Financeira (“LF”) e Letra Financeira do Tesouro (“LFT”), através de cotas de fundos de investimento, no montante de R\$ 378.737 (R\$ 84.646 em 31 de dezembro de 2023), cuja remuneração equivalente, na média de 99,50% do CDI (100,38% do CDI em 31 de dezembro de 2023).
- b) O saldo representa valores aplicados em títulos da dívida pública, por meio de cotas de fundos de investimentos, destinando-se a composição de garantias contratuais em financiamentos junto ao BNDES, cujo a remuneração média era equivalente à 100% do CDI no montante de R\$ 39.343 (R\$ 35.542 em 31 de dezembro de 2023).

9 ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

A movimentação das contas de Ativos Financeiros e Passivos Financeiros Setoriais, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2023	Adição	Atualização monetária	Perdas	Recebimento (c)		Saldo em 31/12/2024	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
					CDE Eletrobrás	Transferências				
CVA Ativa (a)	124.988	225.863	10.935	(397)	(51.246)	(9.645)	300.501	300.501	161.745	138.756
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	(162.730)	20.785	(9.876)	(199)	-	267.637	115.618	115.618	62.231	53.386
Custo de Energia Itaipu	(30.979)	42.993	(1.182)	(219)	-	74.535	85.148	85.148	45.831	39.317
Proinfa	-	(6.668)	(241)	-	-	6.909	-	-	-	-
Transporte de Rede Básica	234.975	131.524	17.052	-	-	(312.401)	71.149	71.149	38.296	32.853
Transporte de Energia - Itaipu	29.732	9.445	2.018	-	-	(43.993)	(2.797)	(2.797)	(1.506)	(1.292)
ESS/EER	50.971	21.220	4.241	24	-	(18.019)	58.438	58.438	31.454	26.984
CDE	3.019	6.564	(1.077)	(3)	(51.246)	15.687	(27.054)	(27.054)	(14.562)	(12.492)
Demais Ativos Financeiros Setoriais (b)	119.509	195.236	(10.149)	(245)	-	126.113	430.464	430.464	231.698	198.766
Neutralidade da Parcela A	66.896	3.229	(287)	389	-	(22.595)	47.632	47.632	25.638	21.994
Sobrecontratação de Energia	211.014	(32.313)	12.524	-	-	(178.730)	12.496	12.496	6.726	5.770
Postergação RTA 2024	-	653.789	15.117	-	-	-	668.905	668.905	360.039	308.866
Bandeira Faturada	(25)	(2.182)	-	-	-	(6.689)	(8.896)	(8.896)	(4.788)	(4.108)
Devolução crédito PIS e COFINS	-	(80.461)	-	-	-	-	(80.461)	(80.461)	(43.308)	-
Outros	(158.376)	(346.826)	(37.503)	(634)	-	334.127	(209.212)	(209.212)	(112.609)	(133.756)
Total Ativos Financeiros Setoriais	244.498	421.099	786	(642)	(51.246)	116.468	730.965	730.965	393.443	337.522

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2023	Adição	Amortização	Atualização monetária	Perdas	Devolução do crédito de PIS/COFINS	Transferências	Saldo em 31/12/2024	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva (a)	(3.843)	64.410	(51.963)	3.228	(28)	-	9.645	21.450	21.451	-	21.450	-
Aquisição de Energia Comprada - (CVAenerg)	(211.772)	17.359	338.574	(16.522)	(125)	-	(267.637)	(140.124)	(140.124)	-	(140.124)	-
Custo de Energia Itaipu	109.938	18.205	(77.465)	(905)	56	-	(74.535)	(24.705)	(24.705)	-	(24.705)	-
Proinfa	(9.415)	(800)	13.755	(548)	(4)	-	(6.909)	(3.920)	(3.920)	-	(3.920)	-
Transporte de Rede Básica	113.267	18.603	(300.950)	18.095	41	-	312.401	161.458	161.458	-	161.458	-
Transporte de Energia - Itaipu	9.098	688	(32.163)	2.405	3	-	43.993	24.025	24.025	-	24.025	-
ESS/EER	19.762	17.724	(38.478)	1.934	5	-	18.019	18.965	18.965	-	18.965	-
CDE	(34.721)	(7.369)	44.764	(1.231)	(4)	-	(15.687)	(14.248)	(14.248)	-	(14.248)	-
Demais Passivos Financeiros Setoriais (b)	(667.743)	(50.852)	677.667	(11.373)	-	(191.540)	(126.113)	(369.954)	(224.680)	(145.274)	(171.989)	(197.964)
Neutralidade da Parcela A	(7.246)	5.630	(7.086)	-	-	-	22.595	13.893	13.893	-	13.893	-
Sobrecontratação de Energia	59.929	23.421	(162.577)	-	-	-	178.730	99.503	99.503	-	99.503	-
Devoluções Tarifárias	(161.886)	(64.330)	17.139	(10.944)	-	-	-	(220.020)	(74.747)	(145.274)	(22.056)	(197.964)
Bandeira Faturada	-	(6.689)	-	-	-	-	6.689	-	-	-	-	-
Devolução crédito de PIS e COFINS	(440.939)	-	538.199	-	-	(191.540)	-	(94.280)	(94.280)	-	(94.280)	-
Outros	(117.601)	(8.884)	291.992	(429)	-	-	(334.127)	(169.049)	(169.049)	-	(169.049)	-
Total Passivos Financeiros Setoriais	(671.585)	13.561	625.704	(8.145)	(28)	(191.540)	(116.469)	(348.504)	(203.230)	(145.274)	(150.540)	(197.964)

a) CVA - Conta de compensação de variação de custos da “Parcela A”

Refere-se ao mecanismo de compensação das variações ocorridas nos custos não gerenciáveis incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Atualmente, os principais gastos considerados como custos não gerenciáveis são:

- Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”);
- Energia Elétrica Comprada para Revenda;
- Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (“PROINFA”);
- Encargos de Serviço do Sistema (“ESS”) e Encargos de Energia de reserva (“EER”);
- Rede Básica;
- Repasse de Itaipu;
- Transporte de Itaipu.

Os itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela - CVA” são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, no período de 19 de junho de 2024 a 18 de junho de 2025, entre os valores apurados dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

A recuperação CVA foi iniciada em 19 de junho de 2024, logo após o final da vigência do Reajuste Tarifário anual de junho de 2024 - RTA, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação, ou seja, a RTA não alterou o mecanismo de compensação.

Os créditos da Parcela “A” são atualizados pela variação da SELIC até o mês efetivo da sua compensação, não havendo limite de prazo para sua realização.

À medida que os valores da Parcela “A” são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado.

b) Demais ativos e passivos financeiros setoriais

- **Neutralidade dos encargos setoriais da Parcela A:** refere-se à neutralidade dos encargos setoriais constantes das tarifas de energia elétrica, apurando as diferenças mensais entre a receita relativa a esses encargos e os respectivos valores contemplados no momento da constituição da tarifa das distribuidoras.
- **Sobrecontratação:** as distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL, tendo também a garantia do repasse às tarifas dos custos ou receitas decorrentes das sobras de energia elétrica, limitadas a 5% do requisito regulatório, e dos custos decorrentes de déficits de energia elétrica. Os valores apurados são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC e compensados nos processos tarifários subsequentes.
- **Postergação RTA 2024:** devido aos eventos climáticos extremos ocorridos em maio de 2024 (nota 1.2), e no intuito de mitigar o agravamento da situação econômica enfrentada por seus consumidores, a Companhia solicitou à ANEEL o adiamento da aplicação do reajuste tarifário de junho de 2024 de 12,33%, por 2 meses, tempo necessário para que avaliasse a possibilidade de diferir integralmente o reajuste tarifário, com recuperação do valor diferido em período futuro. O pedido foi aceito pela ANEEL conforme Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.335, de 19 de junho de 2024. Em 13 agosto de 2024, a ANEEL publicou a REH nº 3.372, relativo ao reajuste tarifário anual – RTA, com efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 0,00%. Para a Companhia viabilizar o diferimento tarifário integral, foi necessário captar recursos para compensar o déficit de caixa, além disso, à ANEEL precisaria considerar a remuneração do valor diferido pela taxa Selic, até a sua completa

recuperação, condição que foi aprovada pela ANEEL através do Despacho nº 2133/2024. O diferimento integral do reajuste tarifário de 2024 foi acatado através da REH nº 3.372/2024 de 13 de agosto 27 Uso Interno CPFL de 2024, e por isso, a Companhia passou a registrar um contas a receber correspondente ao diferimento tarifário integral (parcelas mensais até junho de 2025), acrescido da taxa Selic. A ANEEL ainda avaliará o período mais adequado para o repasse às tarifas, considerando o menor impacto aos consumidoresrefere-se aos componentes financeiros referentes a recálculos de processos tarifários, de forma a neutralizar os efeitos aos consumidores.

- **Devolução do crédito de PIS/COFINS:** conforme a Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.335 relativa ao RTA de 2024, foi considerado o passivo financeiro setorial decorrente dos créditos de PIS/COFINS referente exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/COFINS, cujo valor estava registrado em PIS/COFINS devolução consumidores, em outras contas a pagar e foi transferido para ativos e passivos financeiros setoriais no segundo trimestre de 2024 (nota 7.1);
- **Outros:** (i) **Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos:** valores em constituição e valores já homologados em revisão tarifária periódica e que passaram a ser amortizados pelo prazo de vigência da revisão e (ii) **reversão CDE escassez hídrica**, entre outros.

c) Recebimento - CDE Eletrobrás

Conforme disposto na Resolução CNPE nº 15/2021, parte dos recursos decorrentes da Privatização da Eletrobrás estão sendo destinados à modicidade tarifária por meio de aportes ao fundo setorial CDE, desde 2022 e término em 2047. Nesse período, os recursos anuais aportados ao Fundo Setorial da CDE serão repassados às distribuidoras para reversão nos processos tarifários subsequentes em benefício dos consumidores. O repasse de 2024 ocorreu em abril e foi homologado pelo Despacho nº 1.239 de 23 de abril de 2024.

10 TRIBUTOS DIFERIDOS

O imposto de renda e a contribuição social diferidos são demonstrados como segue:

	31/12/2024		31/12/2023	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Benefício Fiscal do intangível incorporado	33.163	101.176	35.280	109.916
Bases negativas/Prejuízos Fiscais	23.083	65.517	228	634
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis	(7.682)	(21.339)	50.100	139.167
Provisões para litígios	24.732	68.699	21.313	59.203
Entidade de previdência privada	1.121	3.115	1.842	5.117
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	11.760	32.666	10.093	28.036
Provisão energia livre	313	870	313	870
Programas de P&D e eficiência energética	(1.814)	(5.038)	(1.055)	(2.931)
Provisão relacionada a pessoal	2.281	6.335	2.039	5.665
Derivativos	(53.554)	(148.761)	(19.928)	(55.355)
Marcação a Mercado - Derivativos	10.197	28.325	2.088	5.799
Marcação a Mercado - Dívidas	(17.985)	(49.958)	(9.284)	(25.790)
Ativo Intangível da concessão (ICPC-01)	992	2.755	1.595	4.430
Outros	14.275	39.653	41.085	114.124
Diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis - resultado abrangente acumulado	(228.925)	(635.902)	(248.014)	(688.926)
Reavaliação regulatória compulsória	(228.888)	(635.800)	(251.460)	(698.501)
Perdas atuariais (CPC)	-	-	3.644	10.123
Marcação a Mercado - Derivativos	14	38	70	194
Marcação a Mercado - Dívidas	(50)	(140)	(267)	(742)
Total	(180.361)	(490.548)	(162.407)	(439.210)

A expectativa de recuperação dos créditos fiscais diferidos decorrentes de bases negativas e prejuízo fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis e benefício fiscal do intangível incorporado, está baseada nas projeções de resultados futuros.

10.1 - Benefício fiscal do intangível incorporado:

Refere-se ao benefício fiscal calculado sobre o intangível de aquisição incorporado e está registrado de acordo com os conceitos das Instruções CVM nº 319/1999 e nº 349/2001 e ICPC 09 (R2) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial. O benefício está sendo realizado de forma proporcional à amortização fiscal dos intangíveis incorporados que os originaram, conforme CPC 27 e CPC 04 (R1) – Esclarecimentos sobre os métodos aceitáveis de depreciação e amortização. A taxa anual de amortização aplicada é linear de 4,11% ao ano.

10.2 – Expectativa do período de recuperação

A expectativa do período de recuperação dos créditos fiscais diferidos registrados no ativo não circulante (em função de divulgar o saldo líquido considerando ativos e passivos), decorrentes de bases negativas, prejuízos fiscais, diferenças temporariamente indedutíveis/tributáveis e benefício fiscal do intangível incorporado, estão baseadas no período médio de realização de cada item constante do ativo diferido. Sua composição é como segue:

Expectativa de recuperação

2025	266.088
2026	113.762
2027	87.481
Total	467.331

10.3 - Reconciliação das taxas efetivas e nominais da provisão para o imposto de renda e contribuição social

	2024		2023	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	721.505	721.505	1.069.391	1.069.391
Ajustes para refletir a alíquota efetiva:				
Juros sobre o capital próprio	(147.700)	(147.700)	-	-
Incentivos fiscais - PIIT (*)	(2.749)	(2.749)	(4.830)	(4.830)
Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos	64.330	64.330	65.734	65.734
Outras adições (exclusões) permanentes líquidas	(4.845)	(2.972)	25.604	10.376
Base de cálculo	630.542	632.414	1.155.898	1.140.671
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(56.750)	(158.104)	(104.031)	(285.169)
Corrente	(42.614)	(117.374)	(142.120)	(385.235)
Diferido	(14.136)	(40.730)	(38.089)	100.066

(*) Programa de Incentivo de Inovação Tecnológica

10.4 - O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido:

O imposto de renda e a contribuição social diferidos reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido, em (outros resultados abrangentes) nos exercícios de 2024 e 2023 foram os seguintes:

	2024		2023	
	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ
Perdas/ (ganhos) atuariais	(102.140)	(102.140)	(3.262)	(3.262)
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	51.113	51.113	(29.837)	(29.837)
Base de cálculo	(51.027)	(51.027)	(33.099)	(33.099)
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos apurados	4.592	12.757	2.979	8.275
Limitação na constituição (reversão) de créditos fiscais constituídos	(948)	(2.635)	(2)	(6)
Tributos em outros resultados abrangentes sobre perdas atuarias	3.644	10.122	2.977	8.270
Reserva de Reavaliação	(250.804)	(250.804)	2.150.066	2.150.066
Alíquota aplicável	9%	25%	9%	25%
Tributos em outros resultados abrangentes sobre reserva de reavaliação	22.572	62.700	(193.506)	(537.517)
Total de tributos reconhecidos em outros resultados abrangentes	26.216	72.822	(190.529)	(529.247)

11 OUTROS ATIVOS CIRCULANTES

	31/12/2024	31/12/2023
Adiantamentos - fornecedores	1.248	1.172
Serviços prestados a terceiros	6.719	6.886
Contas a receber - CDE	122.286	80.097
Adiantamentos a funcionários	9.026	9.112
Faturas diversas	7.715	24.592
Arrendamentos e alugueis de postes	23.461	29.890
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(18.240)	(18.115)
Outros	12.643	13.973
Total	164.859	147.605

Contas a receber – CDE – refere-se às: (i) subvenções de baixa renda no montante de R\$ 16.658 (R\$ 13.064 em 31 de dezembro de 2023); (ii) outros descontos tarifários concedidos aos consumidores no montante de R\$ 102.574 (R\$ 64.420 em 31 de dezembro de 2023) e (iii) subvenção de bandeira tarifária no montante de R\$ 3.054 (R\$ 2.613 em 31 de dezembro de 2023).

Outros: refere-se, principalmente, aos contratos de direito de uso (arrendamento) da Companhia.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”):

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa está detalhada abaixo:

	Outros Ativos Circulantes
Saldo em 31/12/2022	(18.128)
Provisão revertida (constituída) líquida	14
Saldo em 31/12/2023	(18.115)
Provisão revertida (constituída) líquida	(126)
Saldo em 31/12/2024	(18.240)

12 IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

A composição do imobilizado é como segue:

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2024		2023	
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição		20.798.226	(7.876.043)	12.922.183	12.345.203
Custo Histórico	3,86%	14.347.792	(4.202.879)	10.144.913	9.295.003
Reavaliação		6.450.434	(3.673.164)	2.777.270	3.050.201
Administração		125.992	(87.590)	38.402	44.558
Custo Histórico	11,22%	85.966	(54.950)	31.016	35.352
Reavaliação		40.026	(32.640)	7.386	9.206
Subtotal		20.924.218	(7.963.633)	12.960.585	12.389.761
Em Curso		1.192.927	-	1.192.927	838.826
Distribuição		1.068.147	-	1.068.147	760.639
Administração		124.781	-	124.781	78.187
Subtotal		1.192.927	-	1.192.927	838.826
Total		22.117.145	(7.963.633)	14.153.513	13.228.587

A composição do intangível é como segue:

Ativo Intangível	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2024		2023	
		Valor Bruto	Depreciação e Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Distribuição	18,29%	295.843	(112.248)	183.595	174.251
Custo Histórico		204.448	(82.065)	122.382	112.620
Reavaliação		91.395	(30.182)	61.212	61.632
Administração	20,00%	710.704	(688.462)	22.242	34.896
Custo Histórico		367.152	(346.130)	21.022	31.918
Reavaliação		343.553	(342.332)	1.221	2.977
Subtotal		1.006.547	(800.710)	205.837	209.147
Em Curso		172.707	-	172.707	130.276
Distribuição		85.593	-	85.593	79.526
Administração		87.115	-	87.115	50.751
Subtotal		172.707	-	172.707	130.276
Total		1.179.254	(800.710)	378.544	339.423

A movimentação do imobilizado no exercício é demonstrada abaixo:

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31/12/2023	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2024	Valor Líquido em 31/12/2023
Distribuição	19.916.470	13.731	(567.301)	1.434.312	1.014	1	20.798.226	880.742	(7.876.043)	12.922.183	12.345.203
Terrenos	120.705	-	(4.147)	262	1.271	-	118.092	(3.885)	(0)	118.092	120.705
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	511.976	1.749	(13.976)	3.045	(257)	-	502.537	(9.182)	(303.825)	198.711	213.561
Máquinas e Equipamentos	19.104.086	11.982	(541.697)	1.395.511	-	1	19.969.883	865.796	(7.449.915)	12.519.968	11.937.589
Veículos	157.145	-	(7.324)	34.797	-	-	184.618	27.473	(108.568)	76.049	63.530
Móveis e Utensílios	22.557	-	(157)	697	-	-	23.097	540	(13.734)	9.363	9.818
Administração	122.620	-	(661)	4.034	-	(1)	125.992	3.373	(87.590)	38.402	44.558
Terrenos											
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	10.116	-	-	-	-	-	10.116	-	(5.336)	4.779	5.112
Máquinas e Equipamentos	96.549	-	(211)	1.757	-	(1)	98.095	1.546	(68.902)	29.193	36.063
Veículos	7.767	-	(345)	2.140	-	-	9.562	1.795	(6.377)	3.185	1.941
Móveis e Utensílios	8.188	-	(105)	137	-	-	8.220	32	(6.975)	1.244	1.443
Subtotal	20.039.090	13.731	(567.962)	1.438.346	1.014	-	20.924.218	884.114	(7.963.633)	12.960.585	12.389.761

Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31/12/2023	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Depreciação Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2024	Valor Líquido em 31/12/2023
Distribuição	760.639	1.696.323	-	(1.388.815)	-	-	1.068.147	307.508	-	1.068.147	760.639
Máquinas e Equipamentos	444.586	1.593.562	-	(1.363.648)	-	-	674.500	229.915	-	674.500	444.586
Outros	316.053	102.761	-	(25.168)	-	-	393.647	77.593	-	393.647	316.053
Administração	78.187	97.285	-	(50.691)	-	-	124.781	46.593	-	124.781	78.187
Máquinas e Equipamentos	19.940	15.237	-	(2.197)	-	-	32.980	13.040	-	32.980	19.940
Outros	58.248	82.048	-	(48.495)	-	-	91.801	33.553	-	91.801	58.248
Subtotal	838.826	1.793.608	-	(1.439.507)	-	-	1.192.927	354.101	-	1.192.927	838.826
Total do Ativo Imobilizado	20.877.916	1.807.339	(567.962)	(1.161)	1.014	-	22.117.146	1.238.216	(7.963.633)	14.153.513	13.228.587

A composição das adições ao ativo imobilizado em curso no exercício, por tipo de gastos capitalizado, é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso 2024	Material/ Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Juros Capitalizados	Depreciação /Amortização	Outros Gastos (a)	Total
Imobilizado em Curso	898.734	699.549	84.715	17.036	3.583	82.473	1.786.090
Terrenos	-	553	-	252	-	6.566	7.372
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	1.307	18.898	-	1	-	1.077	21.283
Máquinas e Equipamentos	832.827	610.225	75.494	16.060	3.475	70.718	1.608.799
Veículos	60.233	1.818	-	-	-	-	62.051
Móveis e Utensílios	1.540	-	-	-	-	5	1.545
A Ratear	2.296	60	-	-	-	-	2.357
P&D	530	67.995	9.221	723	108	4.107	82.684
Outros - Estoque	-	7.518	-	-	-	-	7.518
Transformação, Fabricação e Reparo de Materiais	-	6.115	-	-	-	-	6.115
Material em Depósito	-	(648)	-	-	-	-	(648)
Compras em Andamento	-	785	-	-	-	-	785
Adiantamentos a Fornecedores	-	1.267	-	-	-	-	1.267
Total das Adições	898.734	707.067	84.715	17.036	3.583	82.473	1.793.608

A movimentação da conta Máquinas e Equipamentos da Atividade de Distribuição é como segue:

Distribuição - Máquinas e Equipamentos	Valor Bruto em 31/12/2023	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Reclassif.	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)
AlS Bruto	19.104.086	11.982	(541.697)	1.395.511	-	1	19.969.883	865.796
Transformador de Distribuição	2.186.863	9.956	(119.922)	185.490	-	556	2.262.943	75.524
Medidor	715.315	-	(88.361)	54.919	-	-	681.872	(33.442)
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	3.916.780	675	(91.394)	310.636	-	-	4.136.696	219.917
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	7.833.559	1.350	(182.616)	621.272	-	-	8.273.565	440.006
Redes Alta Tensão (69 kV)	1.390.632	-	(6.769)	35.584	-	16.492	1.435.939	28.815
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	461.083	-	(1.266)	72.681	-	(16.492)	516.006	71.415
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	8.904	-	(1)	622	-	-	9.525	621
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	13.258	-	(161)	44	-	-	13.140	(118)
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	1.693.763	-	(11.462)	17.108	-	(523)	1.698.886	5.646
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	810.038	-	(5.588)	17.667	-	1.095	823.212	12.079
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	9.816	-	-	187	-	-	10.003	187
Demais Máquinas e Equipamentos	64.075	1	(34.157)	79.301	-	(1.127)	108.094	45.146
Obrigações Especiais Em Serviço Bruto	(1.652.348)	(21.382)	18	(49.612)	4	-	(1.723.321)	(70.977)
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(1.447.993)	(21.382)	18	(49.612)	4	-	(1.518.966)	(70.977)
Outros	(204.354)	-	-	-	-	-	(204.354)	-
Originadas da Receita	(204.354)	-	-	-	-	-	(204.354)	-
Ultrapassagem de demanda	(70.671)	-	-	-	-	-	(70.671)	-
Excedente de reativos	(124.080)	-	-	-	-	-	(124.080)	-
Outros	(9.603)	-	-	-	-	-	(9.603)	-

A movimentação do intangível é como segue:

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2023	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições Líquidas (A)+(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2024	Valor Líquido em 31/12/2023
Ativo Intangível em Serviço									
Distribuição	282.124	-	(200)	13.918	295.843	13.719	(112.247)	183.595	174.251
Servidões	163.250	-	-	12.757	176.008	12.757	(78)	175.930	163.173
Softwares	67.469	-	-	-	67.469	-	(65.370)	2.099	3.454
Outros	51.405	-	(200)	1.161	52.366	961	(46.800)	5.566	7.625
Administração	708.825	-	-	1.880	710.704	1.880	(688.462)	22.242	34.896
Softwares	415	-	-	-	415	-	(415)	-	-
Outros	708.410	-	-	1.880	710.289	1.880	(688.047)	22.242	34.896
Subtotal	990.949	-	(200)	15.798	1.006.547	15.598	(800.709)	205.838	209.147
Ativo Intangível em Curso									
Distribuição	79.526	19.495	-	(13.429)	85.593	6.067	-	85.593	79.526
Servidões	74.561	17.878	-	(12.757)	79.681	5.121	-	79.681	74.561
Outros	4.965	1.617	-	(671)	5.911	946	-	5.911	4.965
Administração	50.751	37.572	-	(1.208)	87.115	36.364	-	87.115	50.751
Outros	50.751	37.572	-	(1.208)	87.115	36.364	-	87.115	50.751
Subtotal	130.276	57.068	-	(14.637)	172.707	42.431	-	172.707	130.277
Total do Ativo Intangível	1.121.225	57.068	(200)	1.161	1.179.254	58.029	(800.709)	378.545	339.424

As principais taxas anuais de depreciação/amortização por macro atividade, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

	<u>Taxas anuais de depreciação (%)</u>
Distribuição	
Chave Seccionador, Tensão Igual ou Superior a 69kV	3,33%
Chave Seccionador, Tensão Inferior a 69kV	6,67%
Condutor Classe de Tensão Igual ou Superior a 69kV	2,70%
Condutor Classe de Tensão Inferior a 69kV	3,57%
Estrutura Poste	3,57%
Estrutura Torre	2,70%
Medidor Eletromecânico	4,00%
Medidor Eletrônico	7,69%
Painel, Mesa de Comando e Cubículo	3,57%
Regulador de Tensão, Igual ou Superior a 69kV	3,45%
Regulador de Tensão, Inferior 69kV	4,35%
Religador	4,00%
Transformador de Distribuição	4,00%
Transformador de Força	2,86%
Administração central	
Software	20,00%
Equipamento Geral de Informática	16,67%
Equipamento Geral	6,25%
Veículos	14,29%
Edificações - Outras	3,33%

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 geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

13 FORNECEDORES

	<u>31/12/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Encargos de Uso da Rede Elétrica	195.746	171.859
Encargos de Conexão	22.374	19.186
Suprimento de Energia Elétrica	427.129	458.408
Materiais e serviços	325.380	273.680
Total	<u>970.629</u>	<u>923.133</u>
<u>Não circulante</u>		
Encargos de Uso da Rede Elétrica	64.733	60.762
Suprimento de energia elétrica	169.177	158.798
Total	<u>233.910</u>	<u>219.560</u>

Os montantes de suprimento de energia elétrica registrados no não circulante são relativos à comercialização de energia no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica no período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculados ao processo de exposição decorrente de preços entre submercados (nota 35).

14 EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

14.1 Abertura de Endividamento total:

INSTITUIÇÃO / LINHA CREDORA	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adim- plente?	Data Captação / Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pqto Juros	Frequência Pqto Juros	Data Próxima Amortização	Vencimento Final	Frequência de Amortiz.	Sistemática Amortização	Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo						Total		
																2025	2026	2027	2028	2029	2030+			
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	8.657	1.131.249	519.382	1.659.288													521.947	(2.565)	-	-	-	-	519.382	
Lei 4131 - HSBC	1.423	-	413.275	414.698	Sim	14/08/2023	Aval/Fiança	Iene	0,93%	fev-25	Semestral	jul-26	jul-26	Amortização: parcela única em Jul/26	Outro, especif. no cronograma		413.275	-	-	-	-	-	413.275	
Lei 4131 - BNP Paribas	309	203.222	203.222	406.754	Sim	12/07/2021	Aval/Fiança	US\$	1,83%	jun-25	Trimestral	jun-26	jun-26	Amortização: 2 parcelas (jun/25, jun/26)	Outro, especif. no cronograma		203.222	-	-	-	-	-	203.222	
Lei 4131 - The Bank of Nova Scotia	1.875	222.923	-	224.798	Sim	27/04/2023	Aval/Fiança	US\$	4,73%	abr-25	Semestral	dez-25	dez-25	Amortização: parcela única em Dez/25	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - The Bank of Nova Scotia	1.451	201.722	-	203.173	Sim	28/02/2020	Aval/Fiança	US\$	2,07%	fev-25	Semestral	fev-25	fev-25	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - The Bank of Nova Scotia	1.135	185.769	-	186.904	Sim	11/05/2023	Aval/Fiança	US\$	4,49%	mai-25	Semestral	dez-25	dez-25	Amortização: parcela única em Dez/25	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - BNP Paribas	1.968	152.745	-	154.713	Sim	08/01/2020	Aval/Fiança	US\$	2,64%	jan-25	Semestral	jan-25	jan-25	Amortização: parcela única em Jan/25	Bullet (final)		-	-	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - MUFG Bank Ltd	22	101.347	-	101.369	Sim	09/03/2020	Aval/Fiança	US\$	1,84% no primeiro ano e 1,94% após	fev-25	Semestral	fev-25	fev-25	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	-	-	-	-	
Lei 4131 - Citibank, N.A	474	84.783	-	85.237	Sim	06/03/2020	Aval/Fiança	US\$ Sofr	Soft 3m + 0,87%	fev-25	Semestral	fev-25	fev-25	Amortização: 3 parcelas (fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	-	-	-	-	
Gastos com captação de empréstimos	-	(4.480)	(12.072)	(16.552)	Sim	31/12/2024	Não há	Outros a especificar	0,00%	jan-25	N.A.	jan-25	jul-26	-	Outros	(9.507)	(2.565)	-	-	-	-	(12.072)		
Marcação a mercado	-	(16.763)	(85.043)	(101.806)	Sim	31/12/2024	Não há	Outros a especificar	0,00%	jan-25	N.A.	jan-25	jul-26	-	Outros	(85.043)	-	-	-	-	-	(85.043)		
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	86.358	226.927	7.002.648	7.315.933													1.517.560	636.137	2.095.161	903.231	505.070	1.345.489	7.002.648	
BNDES- FINEM - 20/21 - Sub B	17.307	-	1.433.632	1.450.939	Sim	05/06/2020	Aval/Fiança	IPCA	4,27%	set-25	Trimestral	jul-28	jul-28	Amortização: Final 07/2027	Bullet (final)		-	-	1.433.632	-	-	-	1.433.632	
14ª Emissão de Debêntures - RIGEA4	6.591	-	1.090.000	1.096.591	Sim	22/12/2022	Aval/Fiança	CDI	CDI + 1,20%	dez-25	Semestral	dez-26	dez-26	Amortização: Final 12/2026	Bullet (final)		1.090.000	-	-	-	-	-	1.090.000	
11ª Emissão de Debêntures J- RIGEA1	4.090	-	842.134	846.224	Sim	20/05/2021	Aval/Fiança	IPCA	4,30%	mai-25	Semestral	mai-29	mai-31	Amortização: 3 Parcelas: Mai/2029, Mai/2030 e Mai/2031	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	280.711	280.711	280.711	842.134	
18ª Emissão - AESLA8	3.975	-	603.000	606.975	Sim	16/10/2024	Aval/Fiança	CDI	0,49%	mar-25	Trimestral	set-28	set-29	Amortização: Cinco Parcelas set/28, dez/2028, mar/2029, jun/2029 e set/2029)	Outro, especif. no cronograma		-	-	241.200	361.800	-	-	603.000	
17ª Emissão de Debêntures - AESLA7 - 1ª Série	7.050	-	569.729	576.779	Sim	17/05/2024	Aval/Fiança	CDI	6,14%	abr-25	Semestral	abr-32	abr-34	Amortização: 3 Parcelas - Abr-32/Abr-33 e Abr-34	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	-	-	569.729	569.729	
13ª Emissão de Debêntures - RIGEA3	3.651	-	544.007	547.658	Sim	30/05/2022	Aval/Fiança	IPCA	5,99%	mai-25	Semestral	mai-28	mai-29	Amortização: 2 Parcelas Mai/2028 e Mai/2029	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	-	-	-	544.007	
16ª Emissão de Debêntures - AESLA6	19.602	-	449.000	468.602	Sim	28/02/2024	Aval/Fiança	CDI	1,00%	fev-25	Semestral	fev-30	fev-31	Amortização: 2 Parcelas Fev/30 e Fev/31	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	224.500	224.500	449.000	449.000	
BNDES- FINEM - 20/21 - Sub A	3.794	36.978	277.232	318.004	Sim	05/06/2020	Aval/Fiança	IPCA	4,27%	set-25	Trimestral	set-25	jun-28	Mensal após 07/2023	SAC	110.934	110.934	55.363	-	-	-	-	277.232	
BNDES-FINEM - Emergencial - SUB B	4.209	28.637	272.056	304.902	Sim	08/11/2024	Aval/Fiança	SELIC -10	1,52%	set-25	Trimestral	set-25	jul-27	Amortização: Mensal após 09/2025	Outro, especif. no cronograma		85.912	186.143	-	-	-	-	272.056	
BNDES-FINEM - Emergencial - SUB A	2.633	27.326	273.261	303.221	Sim	08/11/2024	Aval/Fiança	BRL	7,42%	set-25	Trimestral	set-25	jul-27	Amortização: Mensal após 09/2025	Outro, especif. no cronograma		81.978	191.283	-	-	-	-	273.261	
15ª Emissão de Debêntures - AESLA5	3.271	-	262.833	266.104	Sim	09/11/2023	Aval/Fiança	IPCA	6,16%	abr-25	Semestral	out-31	out-33	Amortização: 3 Parcelas- Out/2031, Out/2032 e Out/2033	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	-	-	262.833	262.833	
BNDES- FINEM	2.926	23.876	195.096	221.898	Sim	27/12/2018	Aval/Fiança	IPCA	4,74%	set-25	Trimestral	set-25	jul-28	Durante o período de carência: pagamento de Juros- trimestral. Amortização mensal a partir de abril/20	Outro, especif. no cronograma		75.076	75.076	44.944	-	-	-	195.096	
BNDES- FINEM - 18/19	2.149	18.394	142.522	163.065	Sim	27/12/2018	Aval/Fiança	IPCA	4,74%	set-25	Trimestral	set-25	jul-28	Durante o período de carência: pagamento de Juros- trimestral. Amortização mensal a partir de abril/20	SAC	55.181	55.181	32.160	-	-	-	-	142.522	
7ª Emissão de Debênture - AESL17 - IPCA	3.291	153.198	-	156.489	Sim	05/09/2018	Aval/Fiança	IPCA	5,80%	fev-25	Semestral	ago-25	ago-25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	-	-	-	-	
17ª Emissão de Debênture - AESLA7 - 2ª Série	1.780	-	142.432	144.212	Sim	17/05/2024	Aval/Fiança	CDI	6,20%	abr-25	Semestral	abr-37	abr-39	Amortização: 3 Parcelas - Abr-37/Abr-38 e Abr-39	Outro, especif. no cronograma		-	-	-	-	-	142.432	142.432	
BNDES Equipamentos Finance	39	-	61.436	61.475	Sim	20/12/2024	Aval/Fiança	BRL	2,35%	jan-26	o, especificar em		jan-26	ago-29	Amortização: 44 parcelas de jan/26 até ago/29	Outro, especif. no cronograma		16.755	16.755	16.755	11.170	-	-	61.436
Arrendamento Mercantil	-	5.501	4.848	10.349	Sim	31/12/2024	Não há	Não há	0,00%	jan-25	N.A.	jan-25	abr-39	-	-	-	3.901	763	63	33	33	54	4.848	
Marcação a mercado	-	(66.985)	(156.859)	(223.843)	Sim	31/12/2024	Não há	Não há	0,00%	jan-25	N.A.	jan-25	abr-39	-	-	-	-	-	(22.087)	-	(134.772)	-	(156.859)	
Gastos com Captação Debêntures	-	-	(3.712)	(3.712)	Sim	31/12/2024	Não há	Não há	0,00%	jan-25	N.A.	jan-25	abr-39	-	-	-	(2.179)	-	(959)	(400)	(174)	-	(3.712)	
Total por Divida:	95.016	1.358.175	7.522.030	8.975.221																				
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	8.657	1.131.249	519.382	1.659.288																				
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	86.358	226.927	7.002.648	7.315.933																				

14.2 Abertura dos Ativos Financeiros:

INSTITUIÇÃO / LINHA DEVEDORA	Principal	Principal +	Saldo	Indexador	Spread	Data Próximo	Frequência	Data Próxima	Vencimento	Frequência	Sistemática	Cronograma de Amortização						
	Curto Prazo	Juros LP	Total									2026	2027	2028	2029	2030	2031+	Total
Ativos Financeiros	862.440	117.509	979.949									26.967	39.704	-	-	16.946	33.892	117.509
Caixa e Aplicações Financeiras	862.440	117.509	979.949									26.967	39.704	-	-	16.946	33.892	117.509
Caixa e Equivalentes de Caixa (1101)	153.619	-	153.619															
Aplic. Finan. Outros Fundos de Invest.	418.080	-	418.080															
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Goldman Sachs	21.712	-	21.712	CDI	104,30%	fev-25	Semestral	ago-25	ago-25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Goldman Sachs	9.737	-	9.737	CDI	104,30%	fev-25	Semestral	ago-25	ago-25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - SAFRA	9.271	-	9.271	CDI	104,30%	fev-25	Semestral	ago-25	ago-25	Amortização: duas parcelas (Ago/24 e Ago/25)	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA BNP	23.499	23.409	46.909	CDI	CDI + 1,26%	jun-25	Semestral	jun-25	jun-26	Amortização: duas parcelas (Jun/25 e Jun/26)	Outro, especif. no cronograma	-	23.409	-	-	-	-	23.409
SWAP VINCULADO À DÍVIDA BNP	49.124	-	49.124	CDI	CDI + 0,90%	jan-25	Semestral	jan-25	jan-25	Amortização: única parcela em Jan/25	Bullet (final)	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Scotiabank	56.678	-	56.678	CDI	CDI + 0,8%	fev-25	Semestral	fev-25	fev-25	Amortização: Três parcela (Fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Citibank	22.799	-	22.799	CDI	CDI + 0,83%	fev-25	Semestral	fev-25	fev-25	Amortização: Três parcela (Fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA MUFG	25.158	-	25.158	CDI	CDI + 0,85%	fev-25	Trimestral	fev-25	fev-25	Amortização: Três parcela (Fev/23, fev/24 e fev/25)	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Itau	-	33.937	33.937	CDI	111,07%	mai-25	Semestral	mai-29	mai-31	Amortização: Três parcela (mai/29, mai/30 e mai/31)	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	11.312	22.625	33.937
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Itau	-	16.901	16.901	CDI	CDI + 0,60%	mai-25	Semestral	mai-28	mai-29	Amortização: Três parcela (mai/29, mai/30 e mai/31)	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	5.634	11.267	16.901
SWAP VINCULADO À DEBENTURE - Itau	-	16.295	16.295	CDI	CDI + 0,60%	mai-25	Semestral	mai-28	mai-29	Amortização: duas parcela (Jun/25 e Jun/26)	Outro, especif. no cronograma	-	16.295	-	-	-	-	16.295
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Scotiabank	40.285	-	40.285	CDI	CDI + 1,25%	abr-25	Semestral	dez-25	dez-25	Amortização: única parcela em Dez/25	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA Scotiabank	32.477	-	32.477	CDI	CDI + 1,25%	mai-25	Semestral	dez-25	dez-25	Amortização: única parcela em Dez/25	Outro, especif. no cronograma	-	-	-	-	-	-	-
SWAP VINCULADO À DÍVIDA HSBC	-	26.967	26.967	CDI	CDI + 1,40%	fev-25	Semestral	jul-26	jul-26	Amortização: única parcela em Jul/26	Outro, especif. no cronograma	26.967	-	-	-	-	-	26.967

14.3 Abertura dos Instrumentos Financeiros Derivativos:

INSTRUMENTO DERIVATIVOS	Instituição / Contraparte	Data Início	Venci- mento	Custo Ponta Ativa	Custo Ponta Passiva	Valor Contratado	Valor Justo (*)
TOTAL DERIVATIVOS						3.994.207	356.438
Swap- Debênture	Itaú	mai-21	mai-31	IPCA + 4,3%	111,07% CDI	680.000	21.712
Swap- Debênture	Swap - XP String	mai-24	abr-34	IPCA + 5,9853%	100% CDI + 0,1065%	556.800	(29.550)
Swap- Lei 4131	HSBC	ago-23	jul-26	IENE + 0,925%	100% CDI + 1,40%	360.000	9.271
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	jul-21	jun-26	USD + 2,148%	100% CDI + 1,26%	340.000	46.909
Swap - Santander	Santander	nov-24	abr-29	BRL + 7,42%	CDI -5,21%	300.293	39.027
Swap- Debênture	Itaú	mai-22	mai-29	IPCA + 5,9853%	100% CDI + 0,60%	251.000	56.678
Swap- Lei 4131	Santander	nov-23	out-33	IPCA + 6,1774%	100% CDI + 0,43%	250.000	21.636
Swap- Debênture	Itaú	mai-22	mai-29	IPCA + 5,9853%	100% CDI + 0,60%	242.000	25.158
Swap- Lei 4131	SCOTIABANK	abr-23	dez-25	USD + 4,732%	100% CDI + 1,25%	177.354	33.937
Swap- Lei 4131	SCOTIABANK	mai-23	dez-25	USD + 4,4906%	100% CDI + 1,25%	148.641	16.901
Swap- Lei 4131	SCOTIABANK	fev-20	fev-25	USD + 2,43%	100% CDI + 0,80%	139.427	16.295
Swap- Debênture	Bradesco String	mai-24	abr-39	IPCA + 6,2031%	100% CDI + 0,277%	139.200	40.285
Swap- Lei 4131	BNP PARIBAS	jan-20	jan-25	USD + 3,10%	100% CDI + 0,90%	100.000	32.477
Swap- Lei 4131	MUFG	mar-20	fev-25	USD + 2,10%	100% CDI + 0,85%	75.166	26.967
Swap - Santander	Santander	dez-24	ago-29	BRL + 2,35%	CDI -11,545%	62.860	(1.263)
Swap- Lei 4131	Citibank	mar-20	fev-25	USD + 2,20%	100% CDI + 0,83%	61.667	-
Swap- Debênture	Goldman Sachs	set-18	ago-25	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	58.545	-
Swap- Debênture	Goldman Sachs	set-18	ago-25	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	26.255	-
Swap- Debênture	SAFRA	set-18	ago-25	IPCA + 5,8%	104,3% CDI	25.000	-
Total						3.994.207	356.438

(*) positivo derivativo Ativo, negativo derivativo Passivo

14.4 Composição do Endividamento e Dívida Líquida:

RESUMO	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	31/12/2024	31/12/2023
(+) Dívida Bruta	95.015	1.409.986	7.523.170	9.028.171	7.620.614
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	8.657	1.131.249	519.382	1.659.288	1.670.146
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	86.358	226.927	7.002.648	7.315.933	5.805.617
Fundo de Pensão (*)	-	-	1.139	1.139	60.191
Derivativos a pagar	-	51.811	-	51.811	84.659
(-) Ativos Financeiros	-	(862.440)	(117.509)	(979.948)	(696.632)
Alta Liquidez	-	(153.619)	-	(153.619)	(289.850)
Demais Aplicações Financeiras	-	(418.080)	-	(418.080)	(120.188)
Derivativos a receber	-	(290.741)	(117.509)	(408.249)	(286.593)
(+) Dívida Líquida	95.015	547.545	7.405.661	8.048.221	6.923.982

14.5 Movimentações dos Empréstimos e financiamentos:

Modalidade	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
Moeda nacional							
Mensuradas ao custo							
Pós Fixado							
IPCA	2.145.817	-	(153.928)	212.290	-	(50.271)	2.153.907
Selic	-	300.000	-	4.902	-	-	304.902
Gastos com captação	(10.854)	(9.167)	-	3.469	-	-	(16.552)
Mensuradas ao valor justo							
Pré Fixado							
Marcação a mercado	-	361.436	-	3.260	-	-	364.696
	-	-	-	(66.622)	-	-	(66.622)
Total moeda nacional	2.134.963	652.269	(153.928)	157.299	-	(50.271)	2.740.331
Moeda estrangeira							
Mensuradas ao valor justo							
Dólar	1.370.309	-	(310.954)	40.704	303.518	(40.628)	1.362.949
Euro	361.696	199.100	(220.895)	4.191	74.661	(4.055)	414.698
Marcação a mercado	(51.005)	-	-	15.821	-	-	(35.184)
Total moeda estrangeira	1.681.000	199.100	(531.849)	60.716	378.179	(44.684)	1.742.462
Arrendamento	17.336	759	(7.765)	19	-	-	10.349
Total	3.833.299	852.127	(693.542)	218.034	378.179	(94.955)	4.493.142
Circulante	539.292						1.313.676
Não circulante	3.294.007						3.179.466

Modalidade	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Atualização cambial	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2023
Mensuradas ao custo							
Moeda nacional							
Pós Fixado							
IPCA	2.216.290	-	(172.115)	196.681	-	(95.039)	2.145.817
Gastos com captação	(14.003)	-	-	3.149	-	-	(10.854)
Total ao custo	2.202.287	-	(172.115)	199.830	-	(95.039)	2.134.963
Mensuradas ao valor justo							
Moeda estrangeira							
Dólar	1.458.206	325.995	(327.006)	39.213	(87.395)	(38.704)	1.370.309
Euro	-	360.000	-	1.287	409	-	361.696
Marcação a mercado	(79.539)	-	-	28.534	-	-	(51.005)
Total ao valor justo	1.378.667	685.995	(327.006)	69.034	(86.986)	(38.704)	1.681.000
Arrendamento	19.755	(2.419)	-	-	-	-	17.336
Total	3.600.709	683.576	(499.121)	268.864	(86.986)	(133.744)	3.833.299
Circulante	496.723						539.292
Não circulante	3.103.985						3.294.007

Em consonância com o CPC 48, os gastos com captação referem-se aos custos diretamente atribuíveis às dívidas e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

14.6 Condições restritivas dos empréstimos e financiamentos:

Os empréstimos e financiamentos obtidos pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras, sob pena de limitação à distribuição de dividendos, e/ou antecipação de vencimento das dívidas vinculadas. Algumas cláusulas contratuais estão vinculadas à índices financeiros da controladora CPFL Energia S.A. (“CPFL Energia”) Ainda o não cumprimento das obrigações ou restrições mencionadas pode ocasionar a inadimplência em relação a outras obrigações contratuais (*cross default*), dependendo de cada contrato de empréstimo e financiamento.

As apurações são feitas anualmente ou semestralmente, conforme o caso, com base nas demonstrações financeiras societária. Como os índices máximo e mínimo variam entre os contratos, apresentamos abaixo os parâmetros mais críticos de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2024.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras societária da Companhia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 4,00.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras societária consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75; e,
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A definição de EBITDA na controladora CPFL Energia, para fins de apuração de *covenants* leva em consideração principalmente a consolidação de controladas, coligadas e empreendimentos controlados em conjunto com base na participação societária detida direta ou indiretamente (tanto para EBITDA como para ativos e passivos).

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2024, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

14.7 Movimentações das Debêntures:

Modalidade	Saldo em 31/12/2023	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2024
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	1.719.258	1.052.000	(603.000)	254.785	(250.874)	2.172.168
IPCA	92.627	-	(92.006)	1.768	(2.389)	-
Gastos com captação	(4.602)	(2.722)	-	3.612	-	(3.712)
Total ao custo	1.807.283	1.049.278	(695.006)	260.164	(253.263)	2.168.456
Mensuradas ao valor justo						
Pós fixado						
IPCA	1.885.924	696.000	(151.266)	224.033	(117.224)	2.537.466
Marcação a mercado	(50.743)	-	-	(173.100)	-	(223.843)
Total ao valor justo	1.835.181	696.000	(151.266)	50.932	(117.224)	2.313.623
Total	3.642.464	1.745.278	(846.272)	311.096	(370.487)	4.482.079
Circulante	284.265					139.515
Não circulante	3.358.199					4.342.564

Modalidade	Saldo em 31/12/2022	Captação	Amortização principal	Encargos, atualização monetária e marcação a mercado	Encargos pagos	Saldo em 31/12/2023
Mensuradas ao custo						
Pós fixado						
CDI	1.719.109	-	-	236.579	(236.430)	1.719.258
IPCA	177.893	-	(88.038)	9.815	(7.044)	92.627
Gastos com captação	(5.977)	-	-	1.375	-	(4.602)
Total ao custo	1.891.025	-	(88.038)	247.769	(243.474)	1.807.283
Mensuradas ao valor justo						
Pós fixado						
IPCA	1.560.188	250.000	-	156.082	(80.346)	1.885.924
Marcação a mercado	(196.354)	-	-	145.611	-	(50.743)
Total ao valor justo	1.363.834	250.000	-	301.693	(80.346)	1.835.181
Total	3.254.860	250.000	(88.038)	549.462	(323.820)	3.642.464
Circulante	130.440					284.265
Não circulante	3.124.420					3.358.199

Em consonância com o CPC 48, os gastos com emissão referem-se aos custos diretamente atribuíveis à emissão das debêntures e estas são classificadas como (i) passivos financeiros mensurados ao custo amortizado e (ii) passivos financeiros mensurados ao valor justo contra resultado.

14.8 Condições restritivas das debêntures:

As debêntures emitidas pela Companhia exigem o cumprimento de algumas cláusulas restritivas financeiras da sua controladora CPFL Energia.

As apurações são feitas semestralmente, com base nas demonstrações financeiras societária, apresentamos abaixo os parâmetros de cada índice, considerando todos os contratos vigentes em 31 de dezembro de 2024.

Índices exigidos nas demonstrações financeiras societária consolidadas da controladora CPFL Energia

- Dívida Líquida dividida pelo EBITDA ajustado menor ou igual a 3,75.
- EBITDA ajustado dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2,25.

A Administração da Companhia monitora esses índices de forma sistemática e constante, de forma que as condições sejam atendidas. Em 31 de dezembro de 2024, a Administração da Companhia não identificou eventos ou condições de não conformidade de cláusulas financeiras e não financeiras.

15 BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

Companhia mantém planos de suplementação de aposentadoria e pensões para seus empregados e ex-empregados administrado pela Fundação Família Previdência de Previdência Privada, que são distintos entre os colaboradores da incorporadora e os colaboradores da incorporada (extinta Rio Grande Energia S.A.), sendo conforme abaixo:

15.1 – Características:

“Plano 1” (Plano Único da incorporada): Plano do tipo “benefício definido” com nível de benefício igual a 100% da média corrigida dos últimos 36 salários, descontado o benefício presumido da Previdência Social, com um Ativo Líquido Segregado, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde 1997. Este plano estava registrado na extinta Rio Grande Energia S.A. até o agrupamento das distribuidoras aprovado em 31 de dezembro de 2018, conforme mencionado na nota 1; e

“Plano 2” (Plano Único da incorporadora): Plano do tipo “benefício definido”, que se encontra fechado à adesão de novos participantes desde fevereiro de 2011. A contribuição da Companhia é paritária à

contribuição dos colaboradores beneficiados, na proporção de um para um, inclusive no que diz respeito ao plano de custeio administrativo da Fundação Família Previdência.

Para os colaboradores contratados após o fechamento dos planos da Fundação Família Previdência, foram implantados planos de previdência privada na modalidade de “contribuição definida”, sendo Bradesco Vida e Previdência para colaboradores contratados entre 1997 e 2018 pela extinta Rio Grande Energia S.A., e Itauprev para os colaboradores contratados pela companhia a partir de 2011, bem como para novos colaboradores a serem contratados após o evento de agrupamento das distribuidoras.

15.2 - Movimentações dos planos de benefício definido

	31/12/2024		31/12/2023	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Valor presente das obrigações atuariais com cobertura	388.941	516.508	471.126	634.759
Valor justo dos ativos do plano	(443.253)	(467.674)	(473.065)	(500.813)
Valor presente das obrigações (valor justo dos ativos) líquidos	(54.312)	48.834	(1.939)	133.947
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo	54.312	-	1.939	-
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	(47.695)	-	(73.755)
Passivo atuarial líquido reconhecido no balanço	-	1.139	-	60.192

As movimentações do valor presente das obrigações atuariais e do valor justo dos ativos do plano são como segue:

	Plano 1	Plano 2
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2022	439.609	589.674
Custo do serviço corrente bruto	(80)	848
Juros sobre obrigação atuarial	43.830	58.821
Contribuições de participantes vertidas no exercício	164	739
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	(73.755)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	23.182	32.825
Benefícios pagos no exercício	(35.579)	(48.148)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2023	471.126	561.004
Custo do serviço corrente bruto	(2.156)	(879)
Juros sobre obrigação atuarial	44.388	52.031
Contribuições de participantes vertidas no exercício	91	834
Efeito <i>risk sharing</i> (Parcela atribuída aos participantes)	-	26.060
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	(9.943)	(23.972)
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(77.971)	(96.814)
Benefícios pagos no exercício	(36.594)	(49.451)
Valor presente das obrigações atuariais em 31/12/2024	388.941	468.813
	Plano 1	Plano 2
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2022	(468.394)	(499.466)
Rendimento esperado no exercício	(46.955)	(49.605)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(164)	(739)
Contribuições de patrocinadoras	(2.304)	(4.481)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	9.173	5.330
Benefícios pagos no exercício	35.579	48.148
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2023	(473.065)	(500.813)
Rendimento esperado no exercício	(45.875)	(48.120)
Contribuições de participantes vertidas no exercício	(91)	(834)
Contribuições de patrocinadoras	(2.639)	(6.019)
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	41.823	38.661
Benefícios pagos no exercício	36.594	49.451
Valor justo dos ativos dos planos em 31/12/2024	(443.253)	(467.674)

15.3 - Movimentações dos passivos registrados

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	31/12/2024		31/12/2023	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Passivo atuarial líquido no início do exercício	-	60.192	-	90.209
Despesas (receitas) reconhecidas na demonstração do resultado	(2.382)	3.032	(214)	10.064
Contribuições da patrocinadora vertidas no exercício	(2.639)	(6.019)	(2.304)	(4.481)
Efeito risk sharing (Parcela atribuída aos participantes)	-	26.060	-	(73.755)
Perda (ganho) atuarial: efeito de alteração de premissas demográficas	(9.943)	(23.972)	-	-
Perda (ganho) atuarial: efeito de premissas financeiras	(77.971)	(96.814)	23.182	32.825
Perda (ganho) atuarial: retorno sobre os ativos do plano	41.823	38.661	9.173	5.330
Efeito no limite máximo de reconhecimento de ativo	51.113	-	(29.837)	-
Passivo atuarial líquido no final do exercício	-	1.139	-	60.192
Circulante		-		17
Não circulante		1.139		60.175

15.4- Contribuições e benefícios esperados

As contribuições esperadas ao plano para o exercício de 2025 estão apresentadas no montante de R\$ 2.691 (plano 1) e R\$ 6.488 (plano 2).

Os benefícios esperados a serem pagos pela Fundação Família Previdência nos próximos 10 anos estão apresentados a seguir:

Ano de pagamento	Plano 1	Plano 2
2025	38.653	51.639
2026	39.822	53.080
2027	41.015	54.567
2028	42.250	56.272
2029 a 2034	275.835	367.019
Total	437.575	582.577

Em 31 de dezembro de 2024, a duração média da obrigação do benefício definido foi 8,0 anos (Plano 1) e 8,8 anos (Plano 2).

15.5- Receitas e despesas com entidade de previdência privada

Baseado na opinião dos atuários externos, a Administração da Companhia apresenta a estimativa atuarial para as despesas e/ou receitas a serem reconhecidas no exercício de 2025 e as despesas e/ou receitas reconhecidas em 2024 e 2023, são como segue:

	2025 estimadas		2024 realizadas		2023 realizadas	
	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2	Plano 1	Plano 2
Custo do serviço	(2.204)	(1.240)	(2.156)	(879)	(80)	848
Juros sobre obrigações atuariais	43.688	52.362	44.388	52.031	43.830	58.821
Rendimento esperado dos ativos do plano	(50.401)	(52.751)	(45.875)	(48.120)	(46.955)	(49.605)
Efeito do limite do ativo a ser registrado	6.420	-	1.260	-	2.991	-
Total de (receita) despesa	(2.497)	(1.629)	(2.382)	3.032	(214)	10.064

As principais premissas consideradas no cálculo atuarial na data do balanço foram:

	Planos 1 e 2	
	31/12/2024	31/12/2023
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial:	11,82% a.a.	9,71% a.a.
Taxa de rendimento nominal esperada sobre os ativos do plano:	11,82% a.a.	9,71% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários:	5,77% a.a.(*)	5,73% a.a.(*)
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios:	3,89% a.a.	3,85% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo (base para as taxas nominais acima):	3,89% a.a.	3,85% a.a.
Tábua biométrica de mortalidade geral:	BR-EMS sb v.2021 (segregada por sexo)(**)	BR-EMS sb v.2015 (-10)(**)
Tábua biométrica de entrada em invalidez:	Light fraca	Light fraca
Taxa de rotatividade esperada:	Nula	Nula
	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral	100% na primeira elegibilidade a um benefício de aposentadoria integral
Probabilidade de ingresso na aposentadoria:		

(*) Índice estimado de aumento nominal dos salários para a RGE Plano I foi de 4,34% em 2024 e de 4,30% em 2023.

(**) Tábua biométrica de mortalidade geral para a RGE Sul plano I é BR-EMSsb v.2015 desagregada em 20% (segregada por sexo) em 2024 e 2023.

15.6 - Ativos do plano

As tabelas abaixo demonstram a alocação (por segmento de ativo) dos ativos dos planos de pensão da Companhia, em 31 de dezembro de 2024 e 2023, administrados pela Fundação Família Previdência. Também é demonstrada a distribuição dos recursos garantidores estabelecidos como meta para 2025, obtidos à luz do cenário macroeconômico em dezembro de 2024.

A composição dos ativos administrados pelo plano é como segue:

	Plano 1		Plano 2	
	2024	2023	2024	2023
Renda fixa	85%	79%	84%	79%
Títulos públicos federais	69%	66%	65%	64%
Títulos privados (instituições financeiras)	1%	1%	1%	1%
Títulos privados (instituições não financeiras)	0%	1%	0%	1%
Fundos de investimento multimercado	14%	11%	18%	13%
Renda variável	4%	8%	4%	9%
Fundos de investimento em ações	4%	8%	4%	9%
Investimentos estruturados	10%	9%	10%	8%
Fundos de investimento multimercado	10%	9%	10%	8%
Cotados em mercado ativo	98%	97%	98%	96%
Imóveis	0%	1%	1%	1%
Operações com participantes	2%	2%	2%	3%
Outros ativos	-1%	0%	-1%	0%
Depósitos judiciais e outros	-1%	0%	-1%	0%
Não cotados em mercado ativo	2%	3%	2%	4%

Não há propriedades ocupadas pela Companhia entre os ativos do plano.

Meta para 2025 - Fundação Família Previdência		
	Plano 1	Plano 2
Renda fixa	97,5%	96,7%
Imóveis	0,7%	0,8%
Empréstimos e financiamentos	1,8%	2,5%
Total	100,0%	100,0%

A meta de alocação para 2025 foi baseada nas recomendações de alocação de ativos da Fundação Família Previdência, efetuada ao final de 2024 em sua Política de Investimentos. Tal meta pode mudar a qualquer momento ao longo do ano de 2025, à luz de alterações na situação macroeconômica ou do retorno dos ativos, dentre outros fatores.

A gestão de ativos visa maximizar o retorno dos investimentos, mas sempre procurando minimizar os riscos de déficit atuarial. Desta forma, os investimentos são efetuados sempre tendo em mente o passivo que os mesmos devem honrar. Os dois principais estudos que dão suporte para as fundações atingirem os objetivos de gestão de investimentos é o Estudo de *Asset Liability Management – ALM* (Gerenciamento Conjunto de Ativos e Passivos) e o Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros, ambos realizados no mínimo uma vez por ano, levando em consideração o fluxo projetado de pagamentos de benefícios (fluxo do passivo) do plano previdenciário administrado pela Fundação.

O estudo de ALM serve de base para a definição da alocação estratégica de ativos, que compreende as participações alvo nos segmentos das classes de ativo de interesse, a partir da identificação de combinações eficientes de ativo, considerando a existência de passivos e as necessidades de retorno, de imunização e de liquidez, considerando projeções de risco e retorno. As simulações geradas pelos estudos de ALM auxiliam na definição dos limites mínimos e máximos de alocação nas diferentes classes de ativos, definidos na Política de Investimentos do plano, o que também serve como mecanismo de controle de risco.

O Estudo Técnico de Aderência e Adequação da Taxa Real de Juros objetiva comprovar a adequação e aderência da taxa de juros real anual a ser adotada na avaliação atuarial dos planos e a taxa de retorno real anual projetada dos investimentos, considerando-se os fluxos de receitas e despesas projetados dos mesmos.

Estes estudos servem de base para determinação das premissas de retorno real estimado dos investimentos do plano previdenciário para horizontes de curto e longo prazo, bem como auxiliam na análise da liquidez dos mesmos, posto que levam em consideração o fluxo de pagamento de benefício vis-à-vis os ativos considerados líquidos. As principais premissas consideradas nos estudos são, além das projeções dos fluxos de passivo, as projeções macroeconômicas e de preços de ativos, por meio das quais são obtidas estimativas das rentabilidades esperadas de curto e longo prazo, levando-se em conta as carteiras atuais do plano de benefício.

15.7 - Análise de sensibilidade

As premissas atuariais significativas para a determinação da obrigação definida são taxa de desconto e mortalidade. As análises de sensibilidade a seguir foram determinadas com base em mudanças razoavelmente possíveis das respectivas premissas ocorridas no fim do período de relatório, mantendo-se todas as outras premissas constantes.

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado pelo método da unidade de crédito projetada no fim do período de relatório, que é igual ao aplicado no cálculo do passivo da obrigação de benefício definido reconhecido no balanço patrimonial, conforme CPC 33.

- Se a taxa de desconto nominal fosse 0,25 pontos percentuais mais baixa (alta), a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 7.832 no plano 1 e de R\$ 10.376 no plano 2 (redução de R\$ 7.552 no plano 1 e de R\$ 10.004 no plano 2).

- Se a tábua biométrica de mortalidade fosse desagravada (agravada) em um ano para homens e mulheres, a obrigação de benefício definido teria um aumento de R\$ 6.433 no plano 1 e de R\$ 10.067 no plano 2 (uma redução de R\$ 6.665 no plano 1 e de R\$ 10.374 no plano 2).

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a taxa de desconto nominal foi de 11,82% a.a.. As taxas projetadas são atenuadas ou majoradas em 0,25 p.p., para 11,57% a.a. e 12,07% a.a..

A premissa da Companhia baseada no laudo atuarial para a tábua de mortalidade foi de BREMS sb v.2015 suav. 10% MF (plano I) e AT-2000 MF (plano II). As projeções foram realizadas com agravamento ou suavização de 1 ano nas respectivas tábuas de mortalidade.

15.8 - Risco de investimento:

Os planos de benefícios da Companhia possuem a maior parte de seus recursos aplicados no segmento de renda fixa e, dentro do segmento de renda fixa, a maior parte dos recursos encontra-se aplicado em títulos públicos federais, referenciados ao IGP-M, IPCA e SELIC, que são os índices de correção do passivo atuarial dos planos da Companhia (planos de benefício definido) representando a associação entre ativos e passivos. No primeiro trimestre, houve a aprovação pelo órgão fiscalizador, a Previc, da troca do indexador que reajusta os benefícios dos planos de IGP-DI para IPCA, o que possibilita melhores condições para o equilíbrio entre ativo (investimentos) e passivo (pagamento de benefícios).

Os planos de benefícios da Companhia têm sua gestão monitorada pela Gerência de Investimentos, Comitê Consultivo de Investimentos, Diretoria Executiva e Conselho Deliberativo, além dos órgãos de fiscalização como Conselho Fiscal e auditorias externas e internas. Dentre as tarefas do Comitê Consultivo de Investimentos, está a análise, manutenção, reprovação e aprovação de recomendações de investimentos realizadas pelos gestores de investimentos da Fundação Família Previdência, o que ocorre ao menos mensalmente. A Fundação Família Previdência realizou os seguintes movimentos ao longo do ano de 2024: a) aquisição de títulos públicos na curva; e b) redução na exposição do Segmento de Renda Variável. A Fundação Família Previdência utiliza, para o controle do risco de mercado dos segmentos de Renda Fixa e Renda Variável, as seguintes ferramentas: Valor em Risco ("VaR"), *Tracking Risk*, *Tracking Error* e Teste de Perda em Cenário de Estresse ("*Stress Test*").

A Fundação Família Previdência utiliza ainda, o *Sharpe*, *Sharpe Generalizado* e *Drawn Down*. Adicionalmente, para avaliar a exposição ao risco de mercado dos portfólios dos planos.

A Política de Investimentos da Fundação Família Previdência determina restrições adicionais que, em conjunto com aquelas já expressas na legislação, definem os percentuais de diversificação para investimentos e estabelecem a estratégia dos planos, entre eles, o limite de risco de crédito em ativos de emissão ou coobrigação de uma mesma pessoa jurídica a serem praticados internamente. Não há propriedades ocupadas pela Companhia e suas controladas entre os ativos dos planos.

16 ENCARGOS SETORIAIS

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Taxa de fiscalização da ANEEL - TFSEE	1.339	1.315	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE	6.974	24.042	-	-
Quota para a Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-
Bandeiras tarifárias e outros	478	477	-	-
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	24.786	47.895	13.929	18.543
Recurso a serem recolhidos à CDE - P&D	1.200	1.160	-	-
Programa de eficiência energética - PEE	63.416	116.893	2.368	-
Recurso a serem recolhidos à CDE - PEE	1.998	3.291	-	-
EPE / FNDCT	2.064	-	-	-
Total	102.254	195.074	16.298	18.543

Programas de eficiência energética - PEE e Pesquisa e desenvolvimento – P&D: a Companhia reconheceu passivos relacionados a valores já faturados em tarifas (1% da receita operacional líquida), mas ainda não aplicados nos programas de PEE e P&D. Tais montantes são passíveis de atualização monetária mensal, com base na SELIC, até o momento de sua efetiva realização. Adicionalmente a Lei nº 14.120 em 1º de março de 2021 e ao Despacho ANEEL nº 904 de 30 de março de 2021, estabelecem que entre 1º de setembro de 2020 a 31 de dezembro de 2025, até 30% dos valores previstos para os programas de PEE e P&D, não comprometidos com projetos contratados ou iniciados até 31 de agosto de 2020, deverão ser destinados à CDE em favor da modicidade tarifária.

17 TRIBUTOS

	31/12/2024	31/12/2023
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	24.798	55.744
Programa de integração social - PIS	7.710	11.372
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	35.866	52.666
Outros	20.685	17.516
Total	89.058	137.298

18 PROVISÃO PARA LITÍGIOS E DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

	31/12/2024		31/12/2023	
	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções	Provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas	Depósitos judiciais e cauções
Trabalhistas	88.843	24.449	78.414	28.041
Cíveis	85.959	11.846	67.819	10.986
Fiscais	25.007	30.639	44.323	45.667
Imposto de renda	4.466	-	7.730	-
Contribuição social	2.161	-	2.148	-
Outras	18.380	30.639	34.444	45.667
Regulatórios	77.525	-	51.905	-
Total	277.334	66.933	242.461	84.695

A movimentação das provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas e outros, está demonstrada a seguir:

	Saldo em 31/12/2023	Adições	Reversões	Pagamentos	Atualização monetária	Saldo em 31/12/2024
Trabalhistas	78.414	29.292	(4.966)	(22.359)	8.463	88.843
Cíveis	67.819	73.051	(6.480)	(70.687)	22.256	85.959
Fiscais	44.323	597	(4.731)	(17.103)	1.923	25.007
Regulatórios	51.905	20.279	-	-	5.341	77.525
Total	242.461	123.220	(16.178)	(110.150)	37.982	277.334

As provisões para litígios fiscais, cíveis e trabalhistas e outros foram constituídas com base em avaliação dos riscos de perdas em processos em que a Companhia é parte, cuja probabilidade de perda é provável na opinião dos assessores legais externos e da Administração da Companhia.

O sumário dos principais assuntos pendentes relacionados a litígios, processos judiciais e autos de infração é como segue:

- a. Trabalhistas** - as principais causas trabalhistas relacionam-se às reivindicações de ex-funcionários e sindicatos para o pagamento de ajustes salariais (horas extras, equiparação salarial, verbas rescisórias e outras reivindicações);
- b. Cíveis** - as causas cíveis correspondem a pedidos de indenização por corte de luz, danos em equipamentos causados pela rede elétrica, anulação de débitos cobrados com base em recuperação de consumo, indenização por danos em geral causados na rede elétrica, entre outros;
- c. Fiscais** – refere-se a outros processos existentes nas esferas judicial e administrativa decorrentes das operações dos negócios da Companhia, relacionados a assuntos fiscais envolvendo principalmente INSS, FGTS, SAT, PIS e COFINS; e;
- d. Regulatórios** - os processos administrativos regulatórios estão relacionados a fiscalizações do órgão regulador.

Perdas possíveis:

A Companhia é parte em outros processos e riscos, nos quais a Administração, suportada por seus consultores jurídicos externos, acredita que as chances de êxito são possíveis devido a uma base sólida de defesa para os mesmos, e, por este motivo, nenhuma provisão sobre os mesmos foi constituída. Estas questões não apresentam, ainda, tendência nas decisões por parte dos tribunais ou qualquer outra decisão de processos similares consideradas como prováveis ou remotas.

As reclamações relacionadas a perdas possíveis, em 31 de dezembro de 2024 e 2023, estavam assim representadas:

	31/12/2024	31/12/2023	Principais causas
Trabalhistas	271.246	271.001	Acidentes de trabalho, adicional de periculosidade e horas extras
Cíveis	994.374	946.467	Ações indenizatórias, danos elétricos, majoração tarifária, revisão de contratos e cobranças por ocupação de faixa de domínio
Fiscais	1.204.407	1.251.688	Imposto de Renda e Contribuição Social
Fiscais - Outros	653.899	615.894	INSS, ICMS, PIS e COFINS
Regulatório	147.457	106.339	Processos de fiscalização técnica, comercial e econômico-financeira
Total	3.271.383	3.191.389	

A Administração da Companhia, baseada na opinião de seus assessores legais externos, acredita que os montantes provisionados refletem a melhor estimativa corrente.

19 OUTROS PASSIVOS CIRCULANTES E NÃO CIRCULANTES

	Circulante		Não Circulante	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023
Consumidores e concessionárias	288.426	206.767	80.993	76.024
Bônus Itaipu	53.084	-	-	-
Adiantamentos	2.086	1.853	-	985
Descontos tarifários - CDE	-	18.351	-	-
Convênios de arrecadação	44.367	40.150	-	-
Garantias	-	-	907	823
Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica a receber	1.948	2.150	-	-
Outros	14.656	14.644	36.631	37.064
Total	404.567	283.915	118.532	114.896

Consumidores e concessionárias: referem-se a contas pagas em duplicidade e ajustes de faturamento a serem compensados ou restituídos. O saldo no passivo não circulante de R\$ 80.993 (R\$ 76.024 em 31 de dezembro de 2023), refere-se à energia de curto prazo (CCEE) relacionada ao Despacho ANEEL nº 288 (nota 35).

Bônus Itaipu: refere-se ao valor recebido da Companhia Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. (ENBPar) em decorrência do saldo anual superavitário da Conta Comercialização da Energia Elétrica da usina hidrelétrica de Itaipu (Conta de Itaipu) referente ao ano 2023, que será repassado aos consumidores das classes residencial e rural que tiveram ao menos um mês de consumo inferior a 350 kWh no mesmo ano que houve superávit na Conta de Itaipu, por meio de aplicação da Tarifa Bônus definida pela Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica (STR) da ANEEL. Em 2024, foi homologado por meio da REH nº 3.420, e será repassado aos consumidores elegíveis nas faturas que serão emitidas a partir de janeiro de 2025.

Adiantamentos: referem-se a adiantamentos realizados por consumidores para execução de obras e serviços e adiantamento relativo ao aluguel de postes.

Descontos tarifários – CDE: Refere-se à diferença entre o desconto tarifário concedido aos consumidores e os valores recebidos via CDE.

Convênios de arrecadação: Referem-se a convênios firmados com prefeituras e empresas para arrecadação através da conta de energia elétrica e posterior repasse de valores referentes à contribuição de iluminação pública, jornais, assistência médica, seguros residenciais, entre outros.

20 OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31/12/2023	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Valor Bruto em 31/12/2024	Adições Líquidas (A)-(B)+(C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2024	Valor Líquido em 31/12/2023
Em serviço	1.652.348	13.282	(18)	57.713	(4)	1.723.321	70.977	(773.771)	949.550	953.882
Participação da União, Estados e Municípios	214.961	-	-	-	-	214.961	-	(135.003)	79.958	88.297
Participação Financeira do Consumidor	935.315	11.955	-	25.328	-	972.598	37.281	(490.024)	482.572	491.627
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	223.509	-	(18)	32.387	(4)	255.874	32.369	(46.846)	209.027	185.647
Programa de Eficiência Energética - PEE	5.850	-	-	-	-	5.850	-	(4.024)	1.827	2.051
Pesquisa e Desenvolvimento	29.683	1.327	-	-	-	31.010	1.327	(14.299)	16.710	17.172
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	38.675	-	-	-	-	38.675	-	(22.820)	15.855	17.496
Outros	204.354	-	-	-	-	204.354	-	(60.755)	143.600	151.392
Ultrapassagem de demanda	70.671	-	-	-	-	70.671	-	(20.897)	49.774	52.487
Excedente de reativos	124.080	-	-	-	-	124.080	-	(36.312)	87.768	92.482
Outros	9.603	-	-	-	-	9.603	-	(3.545)	6.057	6.423
(-) Amortização Acumulada - AIS	(698.665)	(75.106)	-	-	-	(773.771)	(75.106)			
Participação da União, Estados e Municípios	(126.664)	(8.340)	-	-	-	(135.003)	(8.340)			
Participação Financeira do Consumidor	(443.688)	(46.336)	-	-	-	(490.024)	(46.336)			
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(37.862)	(8.985)	-	-	-	(46.846)	(8.985)			
Programa de Eficiência Energética - PEE	(3.799)	(224)	-	-	-	(4.024)	(224)			
Pesquisa e Desenvolvimento	(12.511)	(1.788)	-	-	-	(14.299)	(1.788)			
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(21.180)	(1.640)	-	-	-	(22.820)	(1.640)			
Outros	(52.962)	(7.793)	-	-	-	(60.755)	(7.793)			
Ultrapassagem de demanda	(18.184)	(2.713)	-	-	-	(20.897)	(2.713)			
Excedente de reativos	(31.598)	(4.714)	-	-	-	(36.312)	(4.714)			
Outros	(3.180)	(365)	-	-	-	(3.545)	(365)			
Em curso	31.390	68.342	-	(57.713)	-	42.019	10.628	-	42.019	31.390
Participação da União, Estados e Municípios	9	-	-	(9)	-	-	(9)	-	-	9
Participação Financeira do Consumidor	9.508	6.460	-	(6.554)	-	9.414	(94)	-	9.414	9.508
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	3.697	49.024	-	(33.721)	-	19.000	15.303	-	19.000	3.697
Pesquisa e Desenvolvimento	76	-	-	(76)	-	-	(76)	-	-	76
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	18.100	12.858	-	-	-	30.958	12.858	-	30.958	18.100
Valores Pendentes de Recebimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	(17.354)	-	(17.354)	(17.354)	-	(17.354)	-
Outros	-	-	-	(17.354)	-	(17.354)	(17.354)	-	(17.354)	-
Total	985.073	6.517	(18)	-	(4)	991.568	6.499	(773.771)	991.568	985.073

O saldo da reavaliação regulatória das obrigações especiais, bem como a taxa média de amortização são conforme o quadro abaixo:

Obrigações Especiais 2024	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
Em serviço	3,79%	1.037.527	685.794	1.723.321
Participação da União, Estados e Municípios		63.285	151.676	214.961
Participação Financeira do Consumidor		555.046	417.550	972.596
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		210.713	45.161	255.874
Programa de Eficiência Energética - PEE		1.493	4.358	5.850
Pesquisa e Desenvolvimento		23.499	7.511	31.010
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		33.503	5.172	38.675
Outros		149.988	54.367	204.354
Ultrapassagem de demanda		50.813	19.859	70.671
Excedente de reativos		89.572	34.508	124.080
Outros		9.603	-	9.603
(-) Amortização Acumulada		(391.870)	(381.901)	(773.771)
Participação da União, Estados e Municípios		(38.699)	(96.305)	(135.003)
Participação Financeira do Consumidor		(246.415)	(243.609)	(490.024)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(35.204)	(11.643)	(46.846)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(1.002)	(3.022)	(4.024)
Pesquisa e Desenvolvimento		(10.493)	(3.806)	(14.299)
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		(18.548)	(4.272)	(22.820)
Outros		(41.510)	(19.245)	(60.755)
Ultrapassagem de demanda		(13.154)	(7.742)	(20.897)
Excedente de reativos		(24.810)	(11.503)	(36.312)
Outros		(3.545)	-	(3.545)
Total		645.656	303.893	949.550

21 PATRIMÔNIO LÍQUIDO

A participação dos acionistas no Patrimônio da Companhia em 31 de dezembro de 2024 e 2023 está assim distribuída:

Acionistas	Quantidade de ações		
	Ordinárias	Total	%
CPFL Energia S/A	1.001.751	1.001.751	89,01
CPFL Comercialização Brasil S/A	123.676	123.676	10,99
Total	1.125.427	1.125.427	100,00

21.1 - Gestão do Capital

A política da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e a sustentabilidade do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e a estratégia de subida de dividendos da Companhia para o controlador.

A Companhia gerencia o nível de alavancagem ponderando as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital próprio mais elevada. A Companhia monitora o capital utilizando o índice de alavancagem calculado pela dívida líquida em relação ao EBITDA.

Ao longo de 2024, a estrutura de capital e a alavancagem da Companhia permaneceram em níveis adequados. A dívida líquida da Companhia alcançou 3,12 vezes o EBITDA em 2024 (2,44 vezes em 2023), no critério de medição dos covenants financeiros da Companhia, maior do que no ano anterior. A política da Companhia é manter este índice abaixo de 4,00, visto que a maioria de seus empréstimos utilizam esta medição.

21.2 – Aumento de capital

Através da AGO/E de 25 de abril de 2024, foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 10.857, referente capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2023 sem emissão de novas ações.

21.3 - Reserva de Capital

Refere-se ao benefício fiscal do Intangível Incorporado, oriundo das incorporações da CPFL Jaguariúna e da Rio Grande Energia de R\$ 141.391.

21.4 - Resultado abrangente acumulado:

É composto por:

- reserva de reavaliação no montante de R\$ 1.678.511 (R\$ 1.844.041 em 31 de dezembro de 2023), líquido de imposto de renda e contribuição social, correspondente aos efeitos registrados relativos ao reconhecimento da base de remuneração regulatória de acordo com a Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023.
- entidade de previdência privada com saldo devedor de R\$ 29.194 (R\$ 66.454 em 31 de dezembro de 2023), líquido de imposto de renda e contribuição social, de acordo com o CPC 33 (R2).
- efeitos do risco de crédito na marcação a mercado de passivos financeiros, com saldo credor de R\$ 270 (R\$ 1.447 em 31 de dezembro de 2023), líquido de imposto de renda e contribuição social, de acordo com o CPC 48.

21.5 - Reservas de lucros

O saldo da Reserva de lucros em 31 de dezembro de 2024 é de R\$ 2.480.867 que compreende:

- reserva legal de R\$ 391.775;
- reserva estatutária de reforço de capital de giro R\$ 1.166.182: Considerando o elevado plano de investimentos da Companhia para os próximos anos, a Administração está propondo a destinação de R\$ 397.194 à Reserva estatutária - reforço de capital de giro.
- reserva de lucros a realizar R\$ 922.910: parte do lucro do ano foi alocada à Reserva de lucros a realizar.

Eventuais alterações nestas perspectivas que reflitam em alterações na reserva poderão ser realizadas durante o exercício de 2025, mediante aprovação da Administração.

21.6 - Dividendo e Juros sobre capital próprio (“JCP”)

Na AGO de 25 de abril de 2024 foi aprovada a destinação do lucro do exercício de 2023, através de (i) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 267.072 aprovado em dezembro de 2023, e (iii) dividendo adicional proposto no montante de R\$ 6.027.

Adicionalmente, a Companhia declarou, no exercício de 2024:

- Juros sobre o capital próprio sendo R\$ 77.700 (R\$ 66.045 líquido de IRRF) aprovado na AGE de 28 de março de 2024 e R\$ 70.000 (R\$ 59.500 líquido de IRRF) aprovado na AGE de 30 de setembro de 2024, os quais serão imputados aos dividendos mínimos obrigatórios do exercício de 2024.
- Dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 77.810, que será deliberado na AGO em abril de 2025.

No exercício de 2024, a Companhia efetuou pagamento no montante de R\$ 339.144 referente a dividendos e juros sobre capital próprio.

21.7 - Destinação do lucro líquido societário do exercício

O Estatuto Social da Companhia prevê a distribuição como dividendo de no mínimo 25% do lucro líquido ajustado na forma da lei, aos titulares de suas ações.

A proposta de destinação do lucro líquido do exercício está demonstrada no quadro a seguir:

	2024
Lucro líquido base para destinação	949.516
Reserva legal	(47.476)
Reserva de lucros a realizar	(279.336)
Reserva estatutária - reforço de capital de giro	(397.194)
Juros sobre capital próprio	(147.700)
Dividendo mínimo obrigatório	(77.810)

22 RECEITA

Receita Bruta	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Fornecimento - Faturado	3.134.656	3.102.610	10.965.347	11.156.596	4.022.420	3.672.168
Residencial	2.686.710	2.647.288	6.218.712	5.907.130	2.336.063	2.012.077
Industrial	19.452	18.589	847.157	1.077.684	337.524	383.065
Comercial	179.616	183.311	1.604.592	1.658.074	631.979	587.324
Rural	219.847	225.189	1.175.198	1.320.123	373.498	360.812
Poder público	24.282	23.578	398.035	380.068	148.808	128.589
Iluminação pública	650	614	522.472	535.043	114.697	103.152
Serviço público	4.099	4.041	199.181	278.473	79.851	97.150
Consumo próprio	233	224	6.253	6.226	-	-
Suprimento Faturado/ Energia de curto prazo			950.823	1.565.599	144.684	163.330
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado					7.751.363	7.383.710
Consumidores Cativos					5.800.757	5.666.893
Consumidores Livres					1.950.607	1.716.818
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado					(189.004)	62.182
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					1.059.693	593.656
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva					237.890	(306.812)
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução					596.380	(95.003)
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulat.					225.424	995.471
Outras Receitas Vinculadas					868.334	816.195
Serviços Cobráveis					6.272	12.662
Subvenções vinculadas ao serviço concedido					862.062	803.533
Total	3.134.889	3.102.834	11.922.422	12.728.420	13.657.490	12.691.242

22.1 - Ajuste de receita de ultrapassagem e excedente de reativos

No procedimento de regulação tarifária (“PRORET”), no submódulo 2.7 Outras Receitas, aprovado pela REN ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem

de demanda e excedente de reativos, da data contratual de revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, devem ser contabilizadas como obrigações especiais, em subconta específica e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária. Para a Companhia em função do 4º ciclo de revisão tarifária periódica, a partir de janeiro de 2018, essa obrigação especial passou a ser amortizada. Os novos valores decorrentes de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos passaram a ser constituídos em ativos e passivos financeiros setoriais, homologados em revisão tarifária periódica e amortizados até a próxima revisão tarifária periódica, e assim sucessivamente, conforme dispõe o submódulo 2.1 Procedimentos Gerais do PRORET.

Em 7 de fevereiro de 2012, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (“ABRADEE”) conseguiu a suspensão dos efeitos da REN nº 463, onde foi deferido o pedido de antecipação de tutela final e foi suspensa a determinação de contabilização das receitas oriundas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos como obrigações especiais. Em junho de 2012, foi deferido o efeito suspensivo requerido pela ANEEL em seu Agravo de Instrumento e suspendendo a antecipação de tutela originalmente deferida em favor da ABRADEE. A Companhia está aguardando o julgamento da ação para determinar o tratamento definitivo dessas receitas. Esses valores foram provisionados como (i) obrigações especiais e estão sendo amortizadas e apresentadas líquidas no ativo intangível da concessão, em atendimento ao CPC 25 e (ii) passivos financeiros setoriais os quais estão sendo amortizados e apresentados líquido na receita operacional líquida.

22.2 - Reajuste Tarifário Anual (“RTA”) e Revisão Tarifária Periódica (“RTP”)

Em junho de cada ano, a ANEEL, através de Resolução Homologatória (“REH”), reajusta a tarifa da Companhia. As tarifas têm vigência de 16 de junho até 15 de junho do ano subsequente e os últimos reajustes com reflexos nessas demonstrações financeiras, foram:

Em 18 de junho de 2024, a ANEEL prorrogou, a pedido da Companhia, a vigência das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, definidas na Revisão Tarifária de junho de 2023, pelo período de 19 de junho a 18 de agosto de 2024, conforme Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.335. Essa prorrogação foi necessária para que a Companhia busque alternativa para mitigar o impacto tarifário aos consumidores neste ano.

Em 23 de julho de 2024, a ANEEL aprovou, a pedido da Companhia e da ABRADEE, cálculo excepcional de recomposição dos efeitos de eventuais prorrogações e diferimentos tarifários aplicáveis às distribuidoras atingidas pelos eventos climáticos extremos no Estado do Rio Grande do Sul, discutido no âmbito da Consulta Pública nº 15/2024 e consubstanciado no Despacho nº 2.133/2024, possibilitando à Companhia buscar alternativa factível para a mitigação do impacto tarifário a seus consumidores.

Em 13 de junho de 2023, a ANEEL publicou a REH nº 3.206, relativo à revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas em 1,67%, sendo 7,22% referentes ao reajuste tarifário econômico e menos 5,55% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 1,10%.

22.3 – Aporte CDE – baixa renda e demais subsídios tarifários

A Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 determinou que os recursos relacionados à subvenção baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. No exercício de 2024, foi registrada receita de R\$ 862.062 (R\$ 803.533 em 2023), sendo (i) R\$ 86.516 (R\$ 82.647 em 2023) referentes à subvenção baixa renda, (ii) R\$ 661.244 (R\$ 651.878 em 2023) referentes a outros descontos tarifários, (iii) R\$ 34.846 (R\$ 36.793 em 2023) de subvenção CCRBT e (iv) R\$ 79.456 (R\$ 32.215 em 2023) de custeio temporário dos componentes tarifárias não associadas ao custo da energia e não remuneradas pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (“SCEE”) conforme institui a Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022.

22.4 – Conta de desenvolvimento energético (“CDE”)

A ANEEL, por meio da REH nº 3.305, de 14 de novembro de 2023, estabeleceu as quotas mensais provisórias da CDE-USO.

A REH nº 3.426, de 10 de dezembro de 2024, estabeleceu as quotas definitivas da CDE-USO de 2024 e as quotas da CDE-GD, criada pela Lei nº 14.300 de 2022, cujos valores foram pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2024.

A CDE Conta-Covid foi criada pela REN nº 885, de 23 de junho de 2020 com as quotas homologadas pelo Despacho nº 181 de 26 de janeiro de 2021, com retificação por meio do Despacho nº 939 de 05 de abril de 2021. O Despacho nº 689 de 06 de março de 2024 homologou os valores revisados das quotas mensais da CDE Conta-Covid.

A CDE Escassez Hídrica, criada pela REN nº 1.008 de 15 de março de 2022, cujas quotas foram homologadas por meio do Despacho nº 510 de 24 de janeiro de 2023, sendo os valores pagos a partir do mês subsequente ao processo tarifário de 2023.

A Medida Provisória nº 1.212/2024 e a Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024 regulamentaram a quitação antecipada da CDE Conta-Covid e CDE Escassez Hídrica utilizando os recursos da CDE Eletrobrás. Os pagamentos dessas contas foram encerrados em setembro de 2024.

23 CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS DA PARCELA A

	MWh		R\$ mil	
	2024	2023	2024	2023
Energia comprada para revenda				
Energia de Itaipu Binacional	3.191.602	3.147.801	732.267	679.318
PROINFA	250.576	268.805	109.529	122.186
Energia adquirida através de leilão no ambiente regulado, contratos bilaterais e energia de curto prazo	10.564.558	11.504.823	2.830.538	2.440.315
Crédito de PIS e COFINS	-	-	(322.387)	(291.923)
Subtotal	14.006.736	14.921.429	3.349.947	2.949.896
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição				
Encargos da rede básica			1.372.992	1.260.803
Encargos de transporte de itaipu			117.451	115.638
Encargos de conexão			188.089	177.981
Encargos de uso do sistema de distribuição			7.399	6.094
Encargos de serviço do sistema - ESS líquido do repasse da CONER (*)			50.110	50.063
Encargos de energia de reserva - EER			251.812	293.858
Crédito de PIS e COFINS			(183.873)	(176.157)
Subtotal			1.803.980	1.728.280
Total			5.153.927	4.678.176

(*) Conta de Energia de Reserva

24 PESSOAL E ADMINISTRADORES

	2024	2023
<u>Pessoal</u>		
Remuneração	245.386	238.023
Encargos	69.225	67.367
Previdência privada - Corrente	4.147	4.522
Benefício Pós-emprego - Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	649	9.850
Despesas rescisórias	3.582	4.921
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	43.560	42.534
Outros benefícios - Corrente	104.720	97.959
Estagiários e Programas de Iniciação ao Trabalho	1.039	928
Outros	1.955	1.733
Subtotal	474.262	467.837
<u>Administradores</u>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	4.060	4.410
Benefícios dos administradores	1.501	2.872
Subtotal	5.561	7.282
Total	479.823	475.119

25 RESULTADO FINANCEIRO

	2024	2023
<u>Receitas</u>		
Rendas de aplicações financeiras	69.611	59.044
Acréscimos e multas moratórias	75.368	88.201
Atualização de créditos fiscais	128.669	135.995
Atualização de depósitos judiciais	3.800	6.044
Atualizações monetárias e cambiais	263.638	118.571
Deságio na aquisição de crédito de ICMS	6.059	4.368
Atualizações de ativo financeiro setorial (nota 9)	36.484	30.357
PIS e COFINS - sobre outras receitas financeiras	(6.439)	(4.450)
Outros	9.389	13.918
Total	586.579	452.047
<u>Despesas</u>		
Encargos de dívidas	(582.928)	(478.233)
Atualizações monetárias e cambiais	(625.462)	(434.721)
(-) Juros capitalizados	17.310	13.448
Atualizações de passivo financeiro setorial (nota 9)	(43.843)	(15.301)
Exclusão do ICMS da base de PIS/COFINS (nota 7.1)	(54.984)	(122.167)
Outros	(71.551)	(23.530)
Total	(1.361.458)	(1.060.504)
Resultado Financeiro	(774.879)	(608.457)

Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 7,66% a.a. em 2024 (7,38% a.a. em 2023) sobre os ativos qualificáveis, de acordo com o CPC 20 (R1).

As rubricas de atualizações monetárias e cambiais contemplam os efeitos líquidos dos ganhos com instrumentos derivativos no montante de R\$ 23.723 (perdas R\$ 82.773 em 2023) (nota 29).

26 TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia tem como controladora a CPFL Energia, que possuía em 31 de dezembro de 2024, as seguintes empresas como acionistas controladores:

- State Grid Brazil Power Participações S/A.
Companhia controlada indiretamente pela State Grid Corporation of China, companhia estatal chinesa cujo principal negócio é desenvolver e operar empresas no setor energético.
- ESC Energia S.A.
Companhia controlada pela State Grid Brazil Power Participações S/A.

Foram considerados como partes relacionadas os acionistas controladores e coligadas, entidades sob o controle comum e que de alguma forma exerçam influência significativa sobre a Companhia.

As principais naturezas e transações estão relacionadas a seguir:

- a) **Imobilizado, intangível, materiais e prestação de serviços** - Refere-se à aquisição de equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição, e contratação de serviços de engenharia e consultoria.
- b) **Compra e venda de energia no mercado regulado e encargos** – A Companhia cobra tarifas pelo uso da rede de distribuição (TUSD) e realiza vendas de energia a partes relacionadas, presentes em suas respectivas áreas de concessão (consumidores cativos). Os valores cobrados são definidos através de preços regulados pelo Poder Concedente. A Companhia também adquire energia de partes relacionadas, envolvendo principalmente contratos de longo prazo, em consonância com as regras estabelecidas pelo setor (principalmente através de leilão), sendo também seus preços regulados e aprovados pela ANEEL.

A Companhia possui plano de suplementação de aposentadoria mantido junto às Fundação Família Previdência, oferecidos aos respectivos empregados. Mais informações, na nota 15 - Benefício pós-emprego.

A controladora CPFL Energia possui um “Comitê de Partes Relacionadas”, formado por dois membros independentes e um executivo do Grupo, que avaliam as principais transações comerciais efetuadas com partes relacionadas.

A Administração considerou a proximidade de relacionamento com as partes relacionadas associada a outros fatores para determinar o nível de detalhes de divulgação das transações e acredita que as informações relevantes sobre as transações com partes relacionadas estão adequadamente divulgadas.

A remuneração total do pessoal-chave da administração em 2024, conforme requerido pela Deliberação CVM nº 642/2010 e CPC 05(R1) - Partes Relacionadas foi de R\$ 6.030 (R\$ 7.848 em 2023). Este valor é composto por R\$ 5.134 (R\$ 6.514 em 2023) referente a benefícios de curto prazo, R\$ 752 (R\$ 162 em 2023) de benefícios pós-emprego e R\$ 144 (R\$ 1.172 em 2023) de outros benefícios de longo prazo, e referem-se ao valor registrado pelo regime de competência.

As transações com as entidades sob controle comum (controladas da State Grid Corporation of China) referem-se basicamente a encargos de uso do sistema de transmissão, incorridos e pagos pela Companhia.

Transações envolvendo acionistas controladores, entidades sob o controle comum ou influência significativa e empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Energia:

Empresas	Ativo		Passivo		Receita		Despesa / Custo	
	31/12/2024	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2023	2024	2023	2024	2023
Alocação de despesas entre empresas								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	775	938	7.880	10.323	-	-	81.096	77.655
Arrendamento e aluguel								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	-	-	-	957	-	-	126	234
Dividendos/Juros sobre o capital próprio								
CPFL Energia e CPFL Comercialização Brasil	-	-	137.310	267.072	-	-	-	-
Imobilizado, intangível, materiais e prestação de serviço								
Entidades sob o controle comum	-	10.929	-	6.779	-	-	-	4.762
Entidades sob o controle da CPFL Energia (*)	522	357	9.915	8.441	41	27	100.430	61.975
Compra e venda de energia e encargos								
Entidades sob o controle da CPFL Energia	17	14	5.790	4.967	144	113	388.804	364.177
Empreendimentos controlados em conjunto pela CPFL Energia	-	-	5.973	5.839	-	-	75.378	78.861
Encargos - Rede básica								
Entidades sob o controle comum	-	-	-	-	-	-	128.287	123.923
Outras operações financeiras								
State Grid Brazil Power Participações S.A. (**)	-	-	382.298	382.230	-	-	45.059	2.230
Outros								
Instituto CPFL	-	-	-	-	-	-	1.769	1.863
Entidades sob o controle da CPFL Energia	122	91	35.049	13.844	-	-	-	-
Entidades sob o controle comum	-	-	-	-	(4.176)	-	-	-

(*) A Companhia adquiriu equipamentos, cabos e outros materiais para aplicação nas atividades de distribuição e contratação de serviços de informática e construção civil no exercício. Do valor total de dispêndios relacionados a estas operações, foram capitalizados o montante de R\$ 20.120 no exercício (R\$ 22.328 em 2023), que não estão sendo apresentados no quadro acima.

(**) Em 21 de dezembro de 2022 a Companhia efetuou a emissão de debêntures no montante de R\$ 1.090.000 MM, com taxa efetiva anual de CDI + 1,20% pelo prazo de quatro anos, sendo adquirida pela State Grid Brazil Power Participações S.A com saldo em 31 de dezembro de 2024 de R\$ 382.272 MM (R\$ 382.230 MM em 31 de dezembro de 2023).

27 SEGUROS

A Companhia mantém contratos de seguros com cobertura determinada por orientação de especialistas, levando em conta a natureza e o grau de risco por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e/ou responsabilidades. As principais coberturas de seguros são:

Descrição	Ramo da apólice	31/12/2024
Ativo imobilizado	Riscos nomeados	368.000
Transporte	Transporte nacional e internacional	548.868
Responsabilidade civil	Geral e Riscos Ambientais	50.736
Pessoas	Vidas em grupo e acidentes pessoais	409.500
Garantia	Seguro Garantia	2.150.361
Outros	Responsabilidade civil dos administradores e outros	150.000
Total		3.677.465

Determinadas apólices para cobertura de ativo fixo e responsabilidade civil são compartilhadas entre as empresas do Grupo CPFL Energia. O prêmio é pago proporcionalmente por cada empresa envolvida de acordo com critérios definidos pela Administração.

28 GESTÃO DE RISCO

Os negócios da Companhia compreendem principalmente distribuição de energia elétrica. Como concessionária de serviços públicos, as atividades e/ou tarifas da Companhia são reguladas pela ANEEL.

Estrutura do gerenciamento de risco

A gestão de riscos é conduzida através de uma estrutura que envolve as áreas de negócio, a Diretoria de Auditoria, Riscos, Integridade e DPO (Data Protection Officer), a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria o Conselho de Administração e conselho fiscal da CPFL Energia. Essa gestão é regulamentada pela Política de Gerenciamento de Riscos que descreve e regulamenta o gerenciamento corporativo de riscos, as principais responsabilidades das partes envolvidas e os limites de exposição aos principais riscos.

Compete ao Conselho de Administração da CPFL Energia:

- Orientar a condução dos negócios, observando, dentre outros, o monitoramento dos riscos empresariais exercido através do modelo de gerenciamento corporativo de risco adotado pela Companhia;
- Zelar para que a Diretoria possua mecanismos e controles internos para conhecer e avaliar os Riscos;
- Tomar conhecimento sobre as alterações no Mapa Corporativo de Risco;
- Deliberar sobre as mudanças de limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia;
- Deliberar sobre a inclusão ou exclusão de Riscos no Mapa Corporativo de Riscos;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extrapolação do limite de riscos encaminhadas pela Diretoria Executiva da CPFL Energia.

Cabe ao Comitê de Auditoria:

- Avaliar e monitorar as exposições de risco da Companhia;
- Assessorar o Conselho de Administração da CPFL Energia no monitoramento e controle da qualidade das demonstrações financeiras, nos controles internos e no gerenciamento de riscos.

Ao Conselho Fiscal compete, entre outros:

- Certificar que a Administração tem meios para identificar os riscos sobre a elaboração, divulgação e acuracidade das demonstrações financeiras aos quais o Grupo CPFL está exposto, bem como monitorar a eficácia do ambiente de controles.

À Diretoria Executiva cabe:

- Recomendar mudança de metodologias de limite de risco ao Conselho de Administração da CPFL Energia;
- Avaliar a eficácia da Política de Gerenciamento de Riscos e dos sistemas de gerenciamento de riscos e prestar contas ao Conselho de Administração da CPFL Energia sobre essa avaliação;
- Tomar conhecimento de exposições e planos de ação em caso de eventual extrapolação dos limites de riscos.

A Diretoria de Auditoria, Riscos, *Compliance* e DPO é responsável por:

- Coordenar o processo de avaliação de riscos corporativos, desenvolvendo e mantendo atualizadas as metodologias de Gestão Corporativa de Riscos;

- Desenvolver e definir, em conjunto com os gestores dos negócios, indicadores para monitoramento dos riscos, critérios de classificação da exposição e propostas de limite. Além de, sob demanda, avaliar necessidade de revisões;
- Monitorar as exposições aos riscos de acordo com suas respectivas periodicidades de atualização e acompanhar a implantação dos planos de ação pelos gestores dos negócios;
- Reportar semestralmente em Reunião de Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e reunião do Conselho de Administração da CPFL Energia as exposições do Mapa Corporativo de Riscos;
- Em caso de extrapolação do limite de risco:
 - a) Validar o preenchimento do Formulário de Extrapolação de Limites de Risco, realizado pelo(a) responsável pelo risco, e avaliar suficiência das informações;
 - b) Acompanhar a apresentação do modelo de risco e a justificativa para a Diretoria Executiva da CPFL Energia, Comitê de Auditoria e Conselho de Administração da CPFL Energia;
 - c) Acompanhar o status dos planos de ação sinalizados para reenquadramento das exposições aos limites aprovados até a sua conclusão.

As áreas de negócio possuem responsabilidade primária pela gestão dos riscos inerentes aos seus processos, devendo conduzi-los dentro dos limites de exposição definidos e implementando planos de mitigação para as principais exposições, bem como desenvolver e manter um ambiente adequado de controles operacionais para efetividade e continuidade dos negócios de suas respectivas unidades de gestão.

Os principais fatores de risco de mercado que afetam os negócios são como seguem:

Risco de taxa de câmbio: Esse risco decorre de a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas e em restrições de caixa por conta de flutuações nas taxas de câmbio, aumentando os saldos de passivo denominados em moeda estrangeira. A exposição relativa à captação de recursos em moeda estrangeira está coberta por operações financeiras de swap. A quantificação destes riscos está apresentada na nota 31. Adicionalmente a Companhia está exposta em suas atividades operacionais à variação cambial na compra de energia elétrica de Itaipu. O mecanismo de compensação - CVA protege a Companhia de eventuais perdas econômicas.

Risco de taxa de juros e de indexadores de inflação: Esse risco é oriundo da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros e nos indexadores de inflação que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos, financiamentos e debêntures. A quantificação deste risco está apresentada na nota 29.

Risco de crédito: O risco surge da possibilidade de a Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Mesmo sendo muito pulverizado, o risco é gerenciado através do monitoramento da inadimplência, ações de cobrança e corte de fornecimento.

Risco de sub/sobrecontratação: Risco inerente ao negócio de distribuição de energia no mercado brasileiro ao qual a Companhia e todas as distribuidoras do mercado estão expostas. A Companhia pode ficar impossibilitada de repassar integralmente os custos de suas compras de energia elétrica em duas situações: (i) quando o volume de energia contratada for superior a 105% da energia demandada pelos consumidores e (ii) quando o nível de contratos for inferior a 100% desta energia demandada. No primeiro caso a energia contratada acima dos 105% é vendida na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e não é repassada aos consumidores, ou seja, em cenários de PLD (Preço de liquidação das diferenças) inferior ao preço de compra desses contratos, há uma perda para a concessão. No segundo caso, além da Companhia ser obrigada a adquirir energia ao valor do PLD na CCEE e não possuir garantias de repasse integral na tarifa dos consumidores, há uma penalidade por insuficiência de lastro contratual. Essas situações podem ser mitigadas se as distribuidoras fizerem jus a exposições ou sobras involuntárias.

Risco quanto à escassez de energia hídrica: A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação de seu volume, podendo acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a implementação de programas abrangentes de conservação de energia elétrica ou adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. Em 2024, observou-se uma hidrologia desfavorável, especialmente na região sudeste/centro-oeste, com ocorrência de eventos extremos pontuais (cheias no Rio Grande do Sul e grandes períodos secos na região Norte do país). Contudo, devido à diversificação da matriz energética brasileira e grande participação de fontes renováveis, os principais reservatórios iniciaram 2025 em níveis confortáveis para geração de energia elétrica.

Risco de aceleração de dívidas: A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (*covenants*) normalmente aplicáveis a esses tipos de operação. Essas cláusulas restritivas são monitoradas e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações, se atendidas nas periodicidades exigidas contratualmente ou se obtida a anuência prévia dos credores para o não atendimento.

Risco regulatório: As tarifas de fornecimento de energia elétrica cobradas pela Companhia dos consumidores cativos são fixadas pela ANEEL, de acordo com a periodicidade prevista no contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e em conformidade com a metodologia de revisão tarifária periódica estabelecida para o ciclo tarifário. Uma vez homologada essa metodologia, a ANEEL determina as tarifas a serem cobradas pelas distribuidoras dos consumidores finais. As tarifas assim fixadas, conforme disposto na Lei nº 8.987/1995, devem assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão no momento da revisão tarifária, mas podem gerar reajustes menores em relação ao esperado pela Companhia.

Gerenciamento de riscos dos instrumentos financeiros

A Companhia mantém políticas e estratégias operacionais e financeiras visando liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Desta forma possuem procedimentos de controle e acompanhamento das transações e saldos dos instrumentos financeiros, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas vigentes em relação às praticadas no mercado. A avaliação desse potencial impacto, oriundo da volatilidade dos fatores de risco e suas correlações, é realizada periodicamente para apoiar o processo de tomada de decisão a respeito da estratégia de gestão do risco, que pode incorporar instrumentos financeiros, incluindo derivativos.

As carteiras compostas por esses instrumentos financeiros são monitoradas mensalmente, permitindo o acompanhamento dos resultados financeiros e seu impacto no fluxo de caixa.

Controles para gerenciamento dos riscos: Para o gerenciamento dos riscos inerentes aos instrumentos financeiros e de modo a monitorar os procedimentos estabelecidos pela Administração, a Companhia possui uma assessoria financeira contratada para realizar e reportar o cálculo do *Mark to Market*, *Stress Testing* e *Duration* dos instrumentos, além de se utilizar do sistema de software Bloomberg para o auxílio deste processo, avaliando os riscos aos quais a Companhia está exposta. Historicamente, os instrumentos financeiros contratados pela Companhia suportados por estas ferramentas, têm apresentado resultados adequados para mitigação dos riscos. Ressalta-se que a Companhia tem a prática de contratação de instrumentos derivativos, sempre com as devidas aprovações de alçadas, somente quando há uma exposição a qual a Administração considera como risco. Adicionalmente, a Companhia não realiza transações envolvendo derivativos especulativos.

29 INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os principais instrumentos financeiros, marcados a valores justos e/ou cujo valor contábil é diferente do respectivo valor justo, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são, como segue:

				31/12/2024	
	Nota Explicativa	Categoria Mensuração	Nível(*)	Contábil	Valor Justo
Ativo					
Caixa e equivalentes de caixa	5	(a)	Nível 2	153.619	153.619
Investimentos temporários	8	(a)	Nível 1	418.080	418.080
Instrumentos financeiros derivativos	29	(a)	Nível 2	408.249	408.249
Ativos financeiros setoriais	9	(a)	Nível 3	730.965	730.965
Total				1.710.914	1.710.914
Passivo					
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	(b)	Nível 2 (***)	2.452.606	2.452.606
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos (**)	14	(a)	Nível 2	2.040.537	2.040.537
Debêntures - principal e encargos	14	(b)	Nível 2 (***)	2.168.456	2.174.771
Debêntures - principal e encargos (**)	14	(a)	Nível 2	2.313.622	2.313.622
Instrumentos financeiros derivativos	29	(a)	Nível 2	51.811	51.811
Passivos financeiros setoriais	9	(a)	Nível 2	348.504	348.504
Total				9.375.536	9.381.852

(*) Refere-se a hierarquia para determinação do valor justo
(**) Em função da designação inicial deste passivo financeiro, a Companhia apresentou um ganho de R\$ 223.901 em 2024 (perda de R\$ 174.145 em 2023).
(***) Apenas para fins de divulgação de acordo com o CPC 40 (R1).

Legenda
Categoria/Mensuração
(a) - Valor justo contra o resultado
(b) - Mensurado ao custo amortizado

Os instrumentos financeiros cujos valores contábeis se aproximam dos valores justos, devido à sua natureza, na data destas demonstrações contábeis regulatórias, são:

- Ativos financeiros: (i) consumidores, concessionárias e permissionárias; (ii) contas a receber – CDE; (iii) serviços prestados a terceiros; (iv) convênios de arrecadação e (v) arrendamento.
- Passivos financeiros: (i) fornecedores; (ii) encargos setoriais; (iii) consumidores, concessionárias e permissionárias a pagar; (iv) FNDCT/EPE/PROCEL; (v) convênios de arrecadação; (vi) descontos tarifários – CDE e (vii) passivo de arrendamento.

Adicionalmente, não houve em 2024 transferências entre os níveis de hierarquia de valor justo.

a) Valorização dos instrumentos financeiros

Conforme mencionado na nota 4, o valor justo de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate), trazido a valor presente pelo fator de desconto (referente à data de vencimento do título), obtido da curva de juros de mercado em reais.

Os três níveis de hierarquia de valor justo são:

- Nível 1: preços cotados em mercado ativo para instrumentos idênticos;
- Nível 2: informações observáveis diferentes dos preços cotados em mercado ativo que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (como preços) ou indiretamente (derivados dos preços);
- Nível 3: instrumentos cujos fatores relevantes não são dados observáveis de mercado.

b) Instrumentos derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge econômico*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por swaps de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha

e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys ou Fitch, e em caso de mais de 1, é considerada o menor *rating* entre elas. A Administração não identificou para os exercícios de 2024 e 2023 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

Os instrumentos de proteção contratados pela Companhia são *swaps* de moeda ou taxas de juros sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

Uma vez que grande parte dos derivativos contratados pela Companhia possuem prazos perfeitamente alinhados com as respectivas dívidas protegidas, e de forma a permitir uma informação contábil mais relevante e consistente através do reconhecimento de receitas e despesas, tais dívidas foram designadas para o registro contábil a valor justo (nota 14). As demais dívidas que possuem prazos diferentes dos instrumentos derivativos contratados para proteção, continuam sendo reconhecidas ao respectivo valor de custo amortizado. Ademais, a Companhia não adotou a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2024 a Companhia detinha as seguintes operações de swap, todas negociadas no mercado de balcão:

Estratégia	Valores de mercado (contábil)				Ganho (Perda) na marcação a mercado	Moeda / indexador dívida	Moeda / indexador swap	Faixa de vencimento	Nocional
	Ativo	Passivo	Valores justos, líquidos	Valores a custo, líquidos (*)					
Derivativos de proteção de dívidas designadas a valor justo									
Hedge variação cambial									
Empréstimos bancários - Lei 4.131	272.231	-	272.231	302.579	(30.349)	US\$ + (Sofr 3 meses + 0,87%) ou (1,83% a 4,73%)	CDI + 0,8% a 1,26%	fev/24 a jun/26	1.042.253,89
Empréstimos bancários - Lei 4.131	26.967	-	26.967	39.232	(12.265)	Iene + 0,925%	CDI + 1,40%	jul/26	360.000,00
	299.198	-	299.198	341.811	(42.614)				
Hedge variação índice de preços									
Debêntures	107.993	(39.287)	68.706	252.276	(183.571)	IPCA + 4,3% a 6,2031%	104,3% a 111,07% ou CDI + 0,43 ou 0,60%	jan/24 a out/39	2.211.536
BNDES - Pré Fixado	1.059	(12.524)	(11.466)	1.059	(12.524)	BRL de 2,35% até 7,42%	CDI -5,21% a -11,545%	fev/25 a ago/29	363.153
	109.051	(51.811)	57.240	253.335	(196.095)				
Total	408.249	(51.811)	356.438	595.146	(238.709)				
Circulante	290.740	(346)							
Não circulante	117.509	(51.465)							

Para mais detalhes referentes a prazos e informações sobre dívidas e debêntures, vide nota 14.
(*) Os valores a custo representam o saldo do derivativo sem a respectiva marcação a mercado, enquanto que o nocional refere-se ao saldo principal da dívida e reduz-se conforme ocorre a amortização da mesma.

A movimentação dos derivativos está demonstrada a seguir:

Derivativos	Saldo em	Atualização monetária e cambial e marcação a mercado	Liquidação	Saldo em
	31/12/2023			31/12/2024
Para dívidas designadas a valor justo	221.523	243.467	130.156	595.146
Marcação a mercado	(19.589)	(219.120)	-	(238.709)
Total	201.934	24.348	130.156	356.438
Ativo circulante	47.774			290.740
Ativo não circulante	238.820			117.509
Passivo circulante	-			(346)
Passivo não circulante	(84.659)			(51.465)

Conforme mencionado acima, a Companhia optou por marcar a mercado a dívida e debêntures para qual possui instrumentos de derivativos totalmente atrelados (nota 14).

A Companhia tem reconhecido ganhos e perdas com os seus instrumentos derivativos no resultado do exercício. No entanto, por se tratar de derivativos de proteção, tais ganhos e perdas minimizaram os impactos de variação cambial e variação de taxa de juros incorridos nos respectivos endividamentos protegidos. Para os exercícios de 2024 e 2023 os instrumentos derivativos geraram os seguintes impactos no resultado registrados na rubrica de despesa financeira com atualizações monetárias e cambiais e no resultado abrangente na rubrica risco de crédito na marcação a mercado, este último relativo às dívidas marcadas a valores justos:

<u>Risco protegido / operação</u>	<u>Ganho (Perda) no resultado</u>		<u>Ganho (Perda) no resultado abrangente</u>	
	<u>2024</u>	<u>2023</u>	<u>2024</u>	<u>2023</u>
Variação de taxas de juros	(5.632)	(38.495)	-	-
Marcação a mercado	(230.626)	161.653	625	432
Variação cambial	249.099	(229.176)	-	-
Marcação a mercado	10.882	23.245	-	-
Total	23.723	(82.773)	625	432

c) Risco de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado, tais como taxas de câmbio e taxas de juros que irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno. A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado.

d) Análise de sensibilidade

A Companhia realizou análise de sensibilidade dos principais riscos aos quais seus instrumentos financeiros (inclusive derivativos) estão expostos, basicamente representados por variação das taxas de câmbio e de juros.

Quando a exposição ao risco é considerada ativa, o risco a ser considerado é uma redução dos indexadores atrelados devido a um consequente impacto negativo no resultado da Companhia. Na mesma medida, quando a exposição ao risco é considerada passiva, o risco é uma elevação dos indexadores atrelados por também ter impacto negativo no resultado. Desta forma, a Companhia está quantificando os riscos através da exposição líquida das variáveis (dólar, Iene, CDI, IPCA e SELIC), conforme demonstrado:

d.1) Variação cambial

Considerando que a manutenção da exposição cambial líquida existente em 31 de dezembro de 2024 fosse mantida, a simulação dos efeitos consolidados por tipo de instrumento financeiro, para os três cenários distintos seria:

<u>Instrumentos</u>	<u>Exposição (a)</u>	<u>Risco</u>	<u>Receita (despesa)</u>		
			<u>Depreciação cambial (b)</u>	<u>Apreciação cambial de 25%(c)</u>	<u>Apreciação cambial de 50%(c)</u>
Instrumentos financeiros passivos	(1.337.133)		(124.098)	241.210	606.517
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	1.341.853		124.536	(242.061)	(608.659)
	4.720	baixa dolar	438	(851)	(2.142)
Instrumentos financeiros passivos	(405.329)		(55.450)	59.745	174.940
Derivativos - <i>swap plain vanilla</i>	410.005		56.090	(60.434)	(176.958)
	4.676	baixa iene	640	(689)	(2.018)
Total	9.396		1.078	(1.540)	(4.160)
Efeitos no resultado do exercício			1.078	(1.540)	(4.160)

(a) A taxa de câmbio considerada em 31.12.2024 foi de R\$ 6,19 para o dólar e R\$ 0,04 para o iene.
(b) Conforme curvas de câmbio obtidas em informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão sendo a taxa de câmbio considerada R\$ 6,77 e R\$ 0,04 e a depreciação cambial de 9,28% e 13,68%, do dólar e do iene respectivamente em 31.12.2024.
(c) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação dos índices aplicados são referentes às informações disponibilizadas pela B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão

Em função da exposição cambial líquida do dólar e do iene ser um ativo, o risco é baixa do dólar e do iene e, portanto, o câmbio é apreciado em 25% e 50% em relação ao câmbio provável.

d.2) Variação das taxas de juros

Supondo que o cenário de exposição líquida dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros

variáveis em 31 de dezembro de 2024 fosse mantido, a despesa financeira líquida para os próximos 12 meses para cada um dos três cenários definidos seria:

Instrumentos	Exposição	Risco	Taxa no exercício	Taxa cenário provável (a)	Cenário provável	Receita (despesa)	
						Elevação/Redução de índice em 25% (b)	Elevação/Redução de índice em 50% (b)
Instrumentos financeiros ativos	520.389				80.192	100.240	120.288
Instrumentos financeiros passivos	(2.477.070)				(381.716)	(453.653)	(525.590)
Derivativos - swap plain vanilla	(4.116.514)				(634.355)	(792.944)	(951.532)
Ativos e passivos financeiros setoriais	382.461				58.937	44.203	29.469
	(5.690.734)	alta CDI/SELIC	12,15%	15,41%	(876.942)	(1.102.154)	(1.327.365)
Instrumentos financeiros passivos	(4.467.530)				(376.613)	(282.460)	(188.306)
Derivativos - swap plain vanilla	2.721.094				229.388	172.041	114.694
	(1.746.436)	alta IPCA	4,83%	8,43%	(147.225)	(110.419)	(73.612)
Total	(7.437.170)				(1.024.167)	(1.212.573)	(1.400.977)
Efeitos no resultado do exercício					(1.024.167)	(1.212.573)	(1.400.977)

(a) Os índices foram obtidos através de informações disponibilizadas pelo mercado.
(b) Conforme requerimento da Instrução CVM nº 475/2008, os percentuais de elevação foram aplicados sobre os índices no cenário provável.

e) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de Consumidores, Concessionárias e Permissionárias e de instrumentos financeiros da Companhia. Mensalmente, o risco é monitorado e classificado de acordo com a exposição atual, considerando o limite aprovado pela Administração.

As perdas por redução ao valor recuperável sobre ativos financeiros reconhecidas no resultado estão apresentadas na nota 6.

Consumidores, Concessionárias e Permissionárias

A exposição da Companhia ao risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada carteira de clientes. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito.

A Companhia utiliza uma matriz de provisões para a mensuração da perda de crédito esperada com contas a receber de clientes de acordo com a classe de consumidor (Residencial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Serviços Públicos), Outras Receitas e Receita Não Faturada, consistindo em maioria por um grande número de saldos pulverizados.

As taxas de perda são baseadas na experiência real de perda de crédito verificada nos últimos anos. Essas taxas refletem as diferenças entre as condições econômicas durante o período em que os dados históricos foram coletados, as condições atuais e a visão da Companhia sobre as condições econômicas futuras ao longo da vida esperada dos recebíveis. Desta forma, fora calculada uma “Receita ajustada”, refletindo a percepção da Companhia sobre a perda esperada. Tal receita ajustada foi alocada por classe de consumo (matriz), de acordo com o intervalo atualmente utilizado na provisão orientada pelos parâmetros regulatórios, como segue:

Classe	Dias	Período
Residencial	90	Receita de 3 meses anteriores ao mês atual
Comercial e outras receitas	180	Receita de 6 meses anteriores ao mês atual
Industrial, rural, poder público em geral	360	Receita de 12 meses anteriores ao mês atual
Não faturado	-	Utiliza receita do próprio mês

Desta forma, com base nas premissas acima, é calculado um índice “Ajustado” de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa (“PCLD”) para o mês, que foi determinado dividindo-se a “PCLD Real” pela “Receita Ajustada” de cada mês. Na sequência, a PCLD é estimada mensalmente, considerando a média móvel respectiva dos meses dos índices mensais “Ajustados”, e aplicada sobre a receita real do mês corrente.

Com base neste critério, o percentual de PCLD a ser aplicado é alterado mensalmente, na medida em que é calculada a média móvel.

A metodologia utilizada pela Administração contempla um percentual que está aderente com a regra contábil descrita como *expected credit losses*, contemplando em um único percentual a probabilidade de perda, ponderada pela expectativa de perda e resultados possíveis, ou seja, contempla Probabilidade de Inadimplência (“*Probability of Default - PD*”), Exposição na Inadimplência (“*Exposure at Default - EAD*”) e Perda Dada a Inadimplência (“*Loss Given Default - LGD*”).

Fatores macroeconômicos

Após estudos desenvolvidos pela Companhia para avaliar quais as variáveis que apresentam o índice de correlação com o montante real de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, não foram identificados outros índices ou fatores macroeconômicos que impactassem de forma relevante ou que possuísem correlação direta ao nível de inadimplência.

Caixa e equivalentes de caixa e investimentos temporários

A Companhia limita sua exposição ao risco de crédito através do investimento em títulos de dívida que tenham um mercado líquido e que o risco da contraparte (bancos e instituições financeiras) tenha um *rating* de pelo menos AA-.

A Companhia considera que o seu caixa e equivalentes de caixa têm baixo risco de crédito com base nos *ratings* de crédito externos das contrapartes. A Administração não identificou para os exercícios de 2024 e 2023 que os títulos tivessem uma mudança relevante no risco de crédito.

Derivativos

A Companhia possui política de utilizar derivativos com o propósito de proteção (*hedge econômico*) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros, em maioria constituídos por *swaps* de moeda ou taxas de juros. Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras de primeira linha e que tenham um *rating* local de pelo menos AA- ou B- global, avaliado em pelo menos uma das agências S&P, Moodys Fitch, e em caso de mais de uma, é considerado o menor *rating* entre elas (nota 29 b). A Administração não identificou para os exercícios de 2024 e 2023 que os ativos financeiros derivativos tivessem uma perda relevante por redução ao valor recuperável utilizando o critério de perdas esperadas.

f) Análise de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, bem como pela combinação dos perfis de vencimento dos seus passivos financeiros. A tabela abaixo detalha os vencimentos contratuais para os passivos financeiros registrados em 31 de dezembro de 2024, considerando principal e juros futuros, e está baseada no fluxo de caixa não descontado considerando a data mais próxima em que a Companhia deve liquidar as respectivas obrigações.

31/12/2024	Nota explicativa	Menos de 1 mês	1-3 meses	3 meses a 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Fornecedores	13	925.954	44.676	-	-	-	233.910	1.204.539
Empréstimos e financiamentos - principal e encargos	14	208.118	537.609	1.185.045	1.898.348	1.620.576	384	5.450.081
Derivativos	29	-	-	346	-	-	51.465	51.811
Debêntures - principal e encargos	14	-	75.238	712.837	1.975.852	1.953.264	2.413.563	7.130.753
Encargos Setoriais	16	8.790	-	-	-	-	-	8.790
Consumidores e concessionárias	19	22.293	262.114	4.019	-	-	80.993	369.419
Bônus Itaipu	19	53.084	-	-	-	-	-	53.084
EPE / FNDCT / PROCEL	16	-	-	8.409	-	-	-	8.409
Convênio de arrecadação	19	-	44.367	-	-	-	-	44.367
Total		1.218.238	964.004	1.910.657	3.874.200	3.573.839	2.780.315	14.321.255

30 COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO PRAZO NO ÂMBITO DA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - CCEE

Nos exercícios de 2024 e 2023, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2024		2023	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra	221.770	20.360	302.854	21.219
Compra estimada (*)	-	-	93.333	6.915
Total	221.770	20.360	396.187	28.134

	2024		2023	
	MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda	745.568	96.875	1.191.368	84.856
Venda estimada (*)	90.490	6.258	147.062	11.661
Total	836.058	103.133	1.338.430	96.517

(*) Como a CCEE tem um prazo de sessenta dias para disponibilização das informações relativas ao período de 1 de novembro de 2024 a 31 de dezembro de 2024 (período de 1 de novembro de 2023 a 31 de dezembro de 2023), os valores foram estimados pela Companhia, com base em seus controles mantidos para essas operações.

31 REVISÃO E REAJUSTE TARIFÁRIO

31.1. Revisão Tarifária Periódica ("RTP")

Em 13 de junho de 2023, a ANEEL publicou a REH nº 3.206, relativo à revisão tarifária periódica - RTP, que fixou o reajuste médio das tarifas em 1,67%, sendo 7,22% referentes ao reajuste tarifário econômico e menos 5,55% relativos aos componentes financeiros. O efeito médio total a ser percebido pelos consumidores é de 1,10%.

31.2. Composição da Base de Remuneração Regulatória

A Base de Remuneração Regulatória – BRR corresponde ao conjunto dos ativos das concessionárias em operação, vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, avaliados periodicamente a cada Revisão Tarifária Periódica, observando-se as seguintes diretrizes:

- Base Blindada - é composta pelos valores aprovados no laudo de avaliação do ciclo tarifário anterior, ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- Base Incremental - Corresponde a inclusão e avaliação dos investimentos realizados entre as datas-bases do ciclo tarifário anterior e o processo de revisão do ciclo tarifário vigente;
- Os valores finais da BRR são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas no período incremental (item b);
- Considera-se como data-base do laudo de avaliação da BRR o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária vigente; e
- A base de remuneração é atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração veículos, edificações, hardwares e softwares. Estes ativos são remunerados por meio da Base de Anuidade Regulatória - BAR.

A tabela a seguir, resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração, conforme Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023:

Descrição	Distribuição	DIT	Total
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	18.682.425	21.031	18.703.457
(2) Índice de Aproveitamento Integral	10.867	-	10.867
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.558.723	-	1.558.723
(4) Bens Totalmente Depreciados	1.870.496	441	1.870.937
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	15.242.339	20.590	15.262.929
(6) Depreciação Acumulada	7.013.939	9.327	7.023.266
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	11.668.486	11.704	11.680.190
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	7.512	-	7.512
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	11.660.975	11.704	11.672.679
(10) Almoxxarifado em Operação	22.392	-	22.392
(11) Ativo Diferido	-	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	953.564	-	953.564
(13) Terrenos e Servidões	268.001	-	268.001
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)+(10)+(11)-(12)+(13)	10.997.803	11.704	11.009.507
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	10.997.803	11.704	11.009.507
(16) WACC	11,25%	11,25%	11,25%
(17) Remuneração Ativos Concessionária	1.237.286	1.317	1.238.603
(18) Base Obrigações Especiais	1.558.723	-	1.558.723
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	1,55%	1,55%	1,55%
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	24.102	-	24.102
(21) Remuneração do Capital = (17)+(20)	1.261.388	1.317	1.262.705
(22) Taxa de Depreciação	3,80%	3,80%	3,80%
(23) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (22)	578.937	782	579.719

31.3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – “CAIMI”

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

A remuneração dos ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) é determinada a partir de uma relação do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS).

A tabela a seguir, resume os valores relativos ao CAIMI, conforme Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL, de 12 de junho de 2023:

Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	1.062.403
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	478.081
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	127.488
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	456.833
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	51.410
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	25.384
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	111.893
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	188.686

31.4. Ajuste da Parcela B em Função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

De acordo com o Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET, no momento da Revisão Tarifária Periódica, os custos não gerenciáveis da Concessionária, a Parcela B, são ajustados por um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade, a serem aplicados ao Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e ao Custo Anual dos Ativos – CAA.

O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera a mesma metodologia de cálculo do Componente Pd do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET, levando em conta os ganhos potenciais de produtividade entre o ano anterior à revisão tarifária, período de referência, e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão. Assim, o Fator de Ajuste de Mercado calculado para aplicação a partir da quinta revisão tarifária conforme Nota Técnica nº 27/2023-STR/ANEEL.

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	0,37%
Componente T do Fator X	1,47%

Para o índice de ajuste do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X, conforme submódulo 2.5 do PRORET. Tal índice foi especificado de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, levando-se em consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado.

31.4. Reajuste Tarifário Anual

Em 18 de junho de 2024, a ANEEL prorrogou, a pedido da Companhia, a vigência das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, definidas na Revisão Tarifária de junho de 2023, pelo período de 19 de junho a 18 de agosto de 2024, conforme Resolução Homologatória (“REH”) nº 3.335. Essa prorrogação foi necessária para que a Companhia busque alternativa para mitigar o impacto tarifário aos consumidores neste ano.

Em 23 de julho de 2024, a ANEEL aprovou, a pedido da Companhia e da ABRADÉE, cálculo excepcional de recomposição dos efeitos de eventuais prorrogações e diferimentos tarifários aplicáveis às distribuidoras atingidas pelos eventos climáticos extremos no Estado do Rio Grande do Sul, discutido no âmbito da Consulta Pública nº 15/2024 e consubstanciado no Despacho nº 2.133/2024, possibilitando à Companhia buscar alternativa factível para a mitigação do impacto tarifário a seus consumidores.

32 CONCILIAÇÃO DO BALANÇO PATRIMONIAL E DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO REGULATÓRIO E SOCIETÁRIO

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador e apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

32.1. Balanço Patrimonial

	31/12/2024			31/12/2023		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativo						
Ativo Circulante	3.746.706	(1.948)	3.744.756	3.485.271	(2.150)	3.483.118
Caixa e Equivalentes de Caixa	153.619	-	153.619	289.851	-	289.851
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.420.377	(1.948)	1.418.429	1.503.166	(2.150)	1.501.016
Serviços em Curso	68.393	-	68.393	141.801	-	141.801
Tributos Compensáveis	147.396	-	147.396	230.059	-	230.059
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	609.168	-	609.168	811.851	-	811.851
Depósitos Judiciais e Cauções	-	39.343	39.343	-	35.541	35.541
Almoxarifado Operacional	32.282	-	32.282	20.743	-	20.743
Investimentos Temporários	418.080	(39.343)	378.737	120.188	(35.541)	84.646
Ativos Financeiros Setoriais	393.443	-	393.443	130.933	-	130.933
Despesas Pagas Antecipadamente	48.349	-	48.349	41.297	-	41.297
Instrumentos Financeiros Derivativos	290.740	-	290.740	47.774	-	47.774
Outros Ativos Circulantes	164.859	-	164.859	147.605	-	147.605
Ativo Não Circulante	16.656.041	(863.080)	15.792.960	15.601.324	(1.526.785)	14.074.538
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	52.294	-	52.294	52.610	-	52.610
Tributos Compensáveis	284.410	-	284.410	171.313	-	171.313
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	1.082.439	-	1.082.439	1.131.885	-	1.131.885
Depósitos Judiciais e Cauções	66.933	-	66.933	84.695	-	84.695
Ativos Financeiros Setoriais	337.522	-	337.522	113.565	-	113.565
Despesas Pagas Antecipadamente	8.659	-	8.659	14.110	-	14.110
Bens e Direitos para Uso Futuro	7.041	(7.041)	-	7.041	(7.041)	-
Instrumentos Financeiros Derivativos	117.509	-	117.509	238.820	-	238.820
Ativo Financeiro da Concessão	-	10.927.569	10.927.569	-	9.352.489	9.352.489
Outros Ativos Não Circulantes	-	8.223	8.223	-	14.602	14.602
Bens e Atividades Não Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	167.174	(167.174)	-	219.274	(219.274)	-
Imobilizado	14.153.513	(14.153.513)	-	13.228.587	(13.228.587)	-
Ativo contratual	-	1.327.049	1.327.049	-	944.845	944.845
Intangível	378.545	1.201.807	1.580.352	339.423	1.616.181	1.955.604
Total do Ativo	20.402.747	(865.031)	19.537.716	19.086.594	(1.528.939)	17.557.656

	31/12/2024			31/12/2023		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Passivo						
Passivo Circulante	3.708.841	(1.948)	3.706.893	3.641.457	(2.150)	3.639.307
Fornecedores	970.629	-	970.629	923.133	-	923.133
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	1.453.191	(5.501)	1.447.690	823.557	(5.185)	818.372
Obrigações Sociais e Trabalhistas	76.545	-	76.545	70.264	-	70.264
Benefício Pós-Emprego	-	-	-	17	-	17
Tributos	89.058	-	89.058	137.298	-	137.298
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio	137.310	-	137.310	267.072	-	267.072
Encargos Setoriais	102.254	-	102.254	195.074	-	195.074
Passivos Financeiros Setoriais	150.540	-	150.540	527.433	-	527.433
Instrumentos Financeiros Derivativos	346	-	346	-	-	-
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	324.400	-	324.400	413.695	-	413.695
Outros Passivos Circulantes	404.567	3.554	408.121	283.915	3.036	286.951
Passivo Não Circulante	11.321.834	(948.451)	10.373.383	10.385.047	(1.170.076)	9.214.971
Fornecedores	233.910	-	233.910	219.560	-	219.560
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	7.522.030	(4.847)	7.517.183	6.652.206	(12.150)	6.640.055
Benefício Pós-Emprego	1.139	-	1.139	60.175	-	60.175
Tributos	-	6.627	6.627	-	9.878	9.878
Provisão para Litígios	277.334	(6.627)	270.707	242.461	(9.878)	232.583
Encargos Setoriais	16.298	-	16.298	18.543	-	18.543
Tributos Diferidos	670.909	43.118	714.026	601.617	(185.003)	416.614
Passivos Financeiros Setoriais	197.964	-	197.964	144.152	-	144.152
Instrumentos Financeiros Derivativos	51.465	-	51.465	84.659	-	84.659
PIS/COFINS a compensar sobre ICMS	1.240.684	-	1.240.684	1.261.704	-	1.261.704
Outros Passivos Não Circulantes	118.532	4.847	123.379	114.896	12.150	127.047
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	991.568	(991.568)	-	985.073	(985.073)	-
Total do Passivo	15.030.674	(950.399)	14.080.276	14.026.504	(1.172.226)	12.854.278
Patrimônio Líquido						
Capital Social	2.864.105	-	2.864.105	2.853.248	-	2.853.248
Reservas de Capital	141.391	-	141.391	152.248	-	152.248
Outros Resultados Abrangentes	1.649.587	(1.678.511)	(28.924)	1.779.034	(1.844.041)	(65.007)
Reservas de Lucros	2.480.867	-	2.480.867	1.756.862	-	1.756.862
Prejuízos Acumulados	(1.763.878)	1.763.878	-	(1.487.329)	1.487.329	-
Proposta para Distribuição de Dividendos Adicionais	-	-	-	6.027	-	6.027
Total do Patrimônio Líquido	5.372.073	85.367	5.457.440	5.060.090	(356.712)	4.703.378
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido	20.402.747	(865.031)	19.537.716	19.086.594	(1.528.939)	17.557.656

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes nos balanços patrimoniais apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória nos exercícios de 2024 e 2023:

Reclassificações e ajustes de 2024:

Reclassificações										Ajustes				
Regulatório	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Provisões para litígios fiscais (c)	Bens não vinculados	Redução Incentivada de Consumo (d)	Investimentos Temporários (e)	Arrendamento (f)	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	IR e CS Diferidos (32.3.4)	Societário	
Ativo														
Ativo Circulante														
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.420.377	-	-	-	-	(1.948)	-	-	-	-	-	-	1.418.429	
Depósitos Judiciais e Cauções	-	-	-	-	-	-	39.343	-	-	-	-	-	39.343	
Investimentos Temporários	418.080	-	-	-	-	-	(39.343)	-	-	-	-	-	378.737	
Ativo Não Circulante														
Bens e Direitos para Uso Futuro	7.041	-	-	-	(7.041)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ativo Financeiro da Concessão	-	8.787.486	(528.678)	-	-	-	-	-	-	2.668.761	-	-	10.927.569	
Outros Ativos Não Circulantes	-	-	-	-	-	-	-	8.223	-	-	-	-	8.223	
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	167.174	-	-	-	(167.174)	-	-	-	-	-	-	-	-	
Imobilizado	14.153.513	(8.787.486)	(3.101.826)	528.678	-	-	-	(8.223)	(2.784.656)	-	-	-	-	
Ativo contratual	-	-	1.363.846	(36.797)	-	-	-	-	-	-	-	-	1.327.049	
Intangível	378.545	-	1.737.980	(650.878)	-	174.216	-	-	(62.433)	-	2.922	-	1.580.352	
Total do Ativo	16.544.730	-	-	(687.675)	-	-	(1.948)	-	(2.847.089)	2.668.761	2.922	-	15.679.702	
Passivo														
Passivo Circulante														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	1.453.191	-	-	-	-	-	-	(5.501)	-	-	-	-	1.447.690	
Outros Passivos Circulantes	404.567	-	-	-	-	(1.948)	-	5.501	-	-	-	-	408.121	
Passivo Não Circulante														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	7.522.030	-	-	-	-	-	-	(4.847)	-	-	-	-	7.517.183	
Tributos	-	-	-	6.627	-	-	-	-	-	-	-	-	6.627	
Provisão para Litígios	277.334	-	-	(6.627)	-	-	-	-	-	-	-	-	270.707	
Tributos diferidos	670.909	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.118	714.026	
Outros Passivos Não Circulantes	118.532	-	-	-	-	-	-	4.847	-	-	-	-	123.379	
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	991.568	-	(687.675)	-	-	-	-	-	(303.893)	-	-	-	-	
Total do Passivo	11.438.130	-	-	(687.675)	-	-	(1.948)	-	(303.893)	-	-	43.118	10.487.733	
Total Ativo (-) Passivo	5.106.600	-	-	-	-	-	-	-	(2.543.195)	2.668.761	2.922	(43.118)	5.191.969	

- (a) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão, apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios, seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro da concessão e o ativo intangível;
- (b) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Intangível, ativo financeiro da concessão e Ativo contratual.
- (c) Diferenças de apresentação em função do ICPC 22, que classifica provisões de litígios fiscais relacionados a IR/CSLL em Tributos a pagar no societário.
- (d) Diferenças de apresentação em função do Ofício Circular nº 38/2022-SFF/ANEEL que requer que o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor seja classificado para fins regulatórios no passivo circulante em outras contas a pagar.
- (e) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias os valores depositados em caução para resgate ou amortização de dívida são classificados no ativo circulante na rubrica de outros créditos – cauções, fundos e depósitos vinculados, e nas demonstrações contábeis regulatórias em investimentos temporários.
- (f) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias os valores referentes aos Contratos de Arrendamento foram apresentados em Outros Ativos não Circulante e Outros Passivos Circulante e não Circulante.

Reclassificações e ajustes de 2023:

	Reclassificações								Ajustes					
	Regulatório	Ativo Financeiro da Concessão (a)	Ativo Intangível da Concessão (a)	Obrigação Especial (b)	Provisões para litígios fiscais (c)	Bens não vinculados	Redução Incentivada de Consumo (d)	Investimentos Temporários (e)	Arrendamento (f)	Reavaliação Regulatória Compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	IR e CS Diferidos (32.3.4)	Societário
Ativo														
Ativo Circulante														
Consumidores, concessionárias e permissionárias	1.503.166	-	-	-	-	-	(2.150)	-	-	-	-	-	-	1.501.016
Depósitos Judiciais e Cauções	-	-	-	-	-	-	-	35.541	-	-	-	-	-	35.541
Investimentos Temporários	120.188	-	-	-	-	-	-	(35.541)	-	-	-	-	-	84.646
Ativo Não Circulante														
Bens e Direitos para Uso Futuro	7.041	-	-	-	-	(7.041)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ativo Financeiro da Concessão	-	7.583.842	-	(476.877)	-	-	-	-	-	-	2.245.524	-	-	9.352.489
Outros Ativos Não Circulantes	-	-	-	-	-	-	-	-	14.602	-	-	-	-	14.602
Bens e atividades não vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	219.274	-	-	-	-	(219.274)	-	-	-	-	-	-	-	-
Imobilizado	13.228.587	(7.583.842)	(3.047.614)	476.877	-	-	-	-	(14.602)	(3.059.407)	-	-	-	-
Ativo contratual	-	-	967.314	(22.469)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	944.845
Intangível	339.423	-	2.080.300	(632.588)	-	226.316	-	-	-	(64.609)	-	6.762	-	1.955.604
Total Ativo	15.417.681	-	-	(655.056)	-	-	(2.150)	-	-	(3.124.016)	2.245.524	6.762	-	13.888.744
Passivo														
Passivo Circulante														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	823.557	-	-	-	-	-	-	-	(5.186)	-	-	-	-	818.372
Outros Passivos Circulantes	283.915	-	-	-	-	-	(2.150)	-	5.186	-	-	-	-	286.951
Passivo Não Circulante														
Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Mútuos	6.652.206	-	-	-	-	-	-	-	(12.150)	-	-	-	-	6.640.055
Tributos	-	-	-	-	9.878	-	-	-	-	-	-	-	-	9.878
Provisão para Litígios	242.461	-	-	-	(9.878)	-	-	-	-	-	-	-	-	232.583
Tributos diferidos	601.617	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(185.003)	416.614
Outros Passivos Não Circulantes	114.896	-	-	-	-	-	-	-	12.150	-	-	-	-	127.047
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	985.073	-	-	(655.056)	-	-	-	-	-	(330.018)	-	-	-	-
Total Passivo	9.703.725	-	-	(655.056)	-	-	(2.150)	-	-	(330.018)	-	-	(185.003)	8.531.500
Total Ativo (-) Passivo	5.713.955	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.793.998)	2.245.524	6.762	185.003	5.357.244

- (a) Diferenças de apresentação em função do ICPC 01, que requer que o ativo imobilizado da concessão, apresentado como ativo imobilizado para fins regulatórios, seja apresentado de forma bifurcada entre o ativo financeiro da concessão e o ativo intangível;
- (b) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias as obrigações especiais são apresentadas liquidas no Intangível, ativo financeiro da concessão e Ativo contratual.
- (c) Diferenças de apresentação em função do ICPC 22, que classifica provisões de litígios fiscais relacionados a IR/CSLL em Tributos a pagar no societário.
- (d) Diferenças de apresentação em função do Ofício Circular n° 38/2022-SFF/ANEEL que requer que o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor seja classificado para fins regulatórios no passivo circulante em outras contas a pagar.
- (e) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias os valores depositados em caução para resgate ou amortização de dívida são classificados no ativo circulante na rubrica de outros créditos – cauções, fundos e depósitos vinculados, e nas demonstrações contábeis regulatórias em investimentos temporários.
- (f) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias os valores referentes aos Contratos de Arrendamento foram apresentados em Outros Ativos não Circulante e Outros Passivos Circulante e não Circulante.

Conciliação do total do ativo societário e regulatório

	31/12/2024	31/12/2023
Total do ativo conforme contabilidade societária	19.537.716	17.557.656
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	6.925.407	7.256.162
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(4.078.318)	(4.132.145)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(2.668.761)	(2.245.524)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	(2.922)	(6.762)
Reclassificação de obrigações especiais para o passivo (a)	687.675	655.056
Redução Incentivada de Consumo (b)	1.948	2.150
Total do ativo regulatório	20.402.747	19.086.594

- (a) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias as obrigações especiais são apresentadas líquidas no Ativo Intangível, ativo financeiro da concessão e ativo contratual e para as demonstrações contábeis regulatórias é apresentado no passivo não circulante na rubrica obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica.
- (b) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica que será abatido da conta do consumidor foi classificado no ativo circulante na rubrica de consumidores, concessionárias e permissionárias, e nas demonstrações contábeis regulatórias no passivo circulante em outras contas a pagar.

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	31/12/2024	31/12/2023
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária	5.457.440	4.703.378
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	6.239.613	6.570.363
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(3.696.418)	(3.776.364)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(2.668.761)	(2.245.524)
Ajustes do Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	(2.922)	(6.762)
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.4)	43.118	(185.003)
Patrimônio líquido regulatório	5.372.073	5.060.090

32.2. Demonstração do Resultado do Exercício

	2024			2023		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Receita	13.657.490	2.281.874	15.939.363	12.691.242	2.022.154	14.713.396
Fornecimento de Energia Elétrica	3.833.417	-	3.833.417	3.734.350	-	3.734.350
Suprimento de Energia Elétrica	41.550	-	41.550	66.813	-	66.813
Energia Elétrica de Curto Prazo	103.133	-	103.133	96.517	-	96.517
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	7.751.363	(64.433)	7.686.930	7.383.710	(50.999)	7.332.711
Ativos e Passivos Financeiros Setoriais	1.059.693	-	1.059.693	593.656	-	593.656
Serviços Cobráveis	6.272	-	6.272	12.662	-	12.662
Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido	862.062	-	862.062	803.533	-	803.533
Outras Receitas	-	2.346.306	2.346.306	-	2.073.154	2.073.154
Tributos	(3.066.791)	315	(3.066.476)	(2.662.446)	(10.487)	(2.672.933)
ICMS	(1.995.372)	(400)	(1.995.773)	(1.649.023)	(10.446)	(1.659.470)
PIS-PASEP	(191.088)	784	(190.303)	(180.745)	(40)	(180.785)
COFINS	(880.164)	(42)	(880.205)	(832.524)	-	(832.524)
ISS	(167)	(28)	(195)	(154)	-	(154)
Encargos - Parcela "A"	(1.850.941)	-	(1.850.941)	(1.756.544)	-	(1.756.544)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(44.578)	-	(44.578)	(42.262)	-	(42.262)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(44.578)	-	(44.578)	(42.262)	-	(42.262)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(1.566.141)	-	(1.566.141)	(1.505.094)	-	(1.505.094)
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(15.902)	-	(15.902)	(15.981)	-	(15.981)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - PROINFA	(72.542)	-	(72.542)	(75.579)	-	(75.579)
Outros Encargos	(107.200)	-	(107.200)	(75.366)	-	(75.366)
Receita Líquida / Ingresso Líquido	8.739.759	2.282.187	11.021.946	8.272.252	2.011.668	10.283.920
Custos Não Gerenciáveis - Parcela "A"	(5.153.927)	-	(5.153.927)	(4.678.176)	-	(4.678.176)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.240.418)	-	(3.240.418)	(2.827.710)	-	(2.827.710)
Energia Elétrica Comprada para Revenda - PROINFA	(109.529)	-	(109.529)	(122.186)	-	(122.186)
Encargo de Transmissão, Conexão e Distribuição	(1.803.980)	-	(1.803.980)	(1.728.280)	-	(1.728.280)
Resultado Antes dos Custos Gerenciáveis	3.585.831	2.282.187	5.868.019	3.594.076	2.011.668	5.605.744
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"	(2.089.447)	(1.610.799)	(3.700.248)	(1.916.228)	(1.345.377)	(3.261.605)
Pessoal e Administradores	(479.173)	-	(479.173)	(465.269)	-	(465.269)
Entidade de previdência privada	(650)	-	(650)	(9.850)	-	(9.850)
Material	(126.469)	-	(126.469)	(124.421)	-	(124.421)
Serviços de Terceiros	(368.416)	-	(368.416)	(349.398)	-	(349.398)
Arrendamento e Aluguéis	(34.485)	6.085	(28.400)	(36.016)	5.544	(30.472)
Seguros	(2.047)	-	(2.047)	(1.575)	-	(1.575)
Doações, Contribuições e Subvenções	(2.298)	-	(2.298)	-	-	-
Provisões	(115.484)	(214)	(115.698)	(107.990)	12.996	(94.995)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(111.540)	-	(111.540)	(70.584)	-	(70.584)
(-) Recuperação de Despesas	16.831	-	16.831	10.570	-	10.570
Tributos	(5.360)	(76)	(5.436)	(4.987)	(1.600)	(6.587)
Depreciação e Amortização	(716.851)	170.735	(546.117)	(688.171)	172.575	(515.596)
Depreciação	(645.844)	645.844	-	(604.196)	604.196	-
Amortização	(71.007)	71.007	-	(83.975)	83.975	-
Gastos Diversos da atividade vinculada	(139.929)	73.064	(66.864)	(134.696)	54.445	(80.250)
Outras Receitas Operacionais	192.408	(192.408)	-	204.938	(204.938)	-
Outras Despesas Operacionais	(195.985)	(1.667.985)	(1.863.970)	(138.779)	(1.384.399)	(1.523.178)
Resultado da Atividade	1.496.384	671.388	2.167.772	1.677.848	666.291	2.344.139
Resultado Financeiro	(774.879)	-	(774.879)	(608.457)	-	(608.457)
Receitas Financeiras	586.579	(250.033)	336.546	452.047	(101.043)	351.004
Despesas Financeiras	(1.361.458)	250.033	(1.111.425)	(1.060.504)	101.043	(959.461)
Resultado Antes dos Impostos Sobre o Lucro	721.505	671.388	1.392.893	1.069.391	666.291	1.735.681
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(214.854)	(228.523)	(443.377)	(389.200)	(221.970)	(611.169)
Resultado Líquido do Exercício	506.651	442.865	949.516	680.191	444.321	1.124.512

A seguir são detalhadas a natureza das reclassificações e dos ajustes na demonstração do resultado do exercício apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória, nos exercícios de 2024 e 2023:

Reclassificações e ajustes de 2024:

	Reclassificações								Ajustes				Societário
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Penalidades Contratuais e Regulatórias (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/Perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Variação monetária e marcação a mercado (f)	Provisões para litígios fiscais (e)	Depreciação de Arrendamento (g)	Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)	IR e CS Diferidos (32.3.4)	
Receita													
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	7.751.363	-	(64.433)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.686.930
Outras receitas	-	1.747.252	(8.656)	184.473	-	-	-	-	-	423.237	-	-	2.346.306
Tributos													
ICMS	(1.995.372)	-	-	-	-	-	(400)	-	-	-	-	-	(1.995.773)
PIS-PASEP	(191.088)	-	-	-	-	-	784	-	-	-	-	-	(190.303)
COFINS	(880.164)	-	-	-	-	-	(42)	-	-	-	-	-	(880.205)
ISS	(167)	-	-	-	-	-	(28)	-	-	-	-	-	(195)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"													
Arrendamento e Aluguéis	(34.485)	-	-	-	-	-	-	6.085	-	-	-	-	(28.400)
Provisões	(115.484)	-	-	-	-	-	(214)	-	-	-	-	-	(115.698)
Tributos	(5.360)	-	-	-	-	-	(76)	-	-	-	-	-	(5.436)
Depreciação e Amortização	(716.851)	-	-	-	-	-	-	(6.085)	179.579	-	(2.760)	-	(546.117)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(139.929)	-	73.089	-	-	-	(25)	-	-	-	-	-	(66.864)
Outras receitas operacionais	192.408	-	-	(184.473)	(7.935)	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(195.985)	(1.747.252)	-	-	7.935	-	-	-	72.407	-	(1.075)	-	(1.863.970)
Resultado Financeiro													
Receitas Financeiras	586.579	-	-	-	-	(250.033)	-	-	-	-	-	-	336.546
Despesas Financeiras	(1.361.458)	-	-	-	-	250.033	-	-	-	-	-	-	(1.111.425)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(214.854)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(228.523)	(443.377)
Resultado Líquido do Exercício	506.651	-	-	-	-	-	-	-	251.986	423.237	(3.835)	(228.523)	949.516

- a) Para as demonstrações financeiras societárias a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- b) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias a companhia adota o CPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- c) Nas demonstrações financeiras societárias a Companhia classifica as Outras receitas operacionais no grupo de Receita e nas demonstrações contábeis regulatórias são classificadas no grupo de Custos gerenciáveis conforme MCSE;
- d) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos o ganho e a perda são apresentados pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias são apresentados de forma segregada, conforme MCSE;
- e) Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos as despesas com litígios fiscais na natureza original dos tributos e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional, conforme MCSE.
- f) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos a variação cambial na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com seu resultado, ou seja, ou receita ou despesa, conforme MCSE.
- g) Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias a depreciação dos bens originários de contratos de arrendamento é apresentada em Depreciação e Amortização, e nas demonstrações contábeis regulatórias é classificado como Arrendamento e Aluguéis.

Reclassificações e ajustes de 2023:

	Reclassificações								Ajustes				Societário.	
	Regulatório	Construção da infraestrutura de concessão (a)	Penalidades Contratuais e Regulatórias (b)	Outras receitas não vinculadas (c)	Ganho/Perda na alienação, desativação e outros de ativos não circulante (d)	Provisões para litígios fiscais (e)	Redução Incentivada de Consumo (f)	Depreciação de Arrendamento (g)	Variação cambial de empréstimos (h)	Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	Ativo Intangível da Concessão (32.3.3)		IR e CS Diferidos (32.3.4)
Receita														
Disponibilização do Sistema de Transmissão e Distribuição	7.383.710	-	(50.999)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.332.711
Outras receitas	-	1.456.110	(4.331)	184.557	-	-	-	-	-	-	436.817	-	-	2.073.154
Tributos														
ICMS	(1.649.023)	-	-	-	-	(10.446)	-	-	-	-	-	-	-	(1.659.470)
PIS-PASEP	(180.745)	-	-	-	-	(40)	-	-	-	-	-	-	-	(180.785)
Custos Gerenciáveis - Parcela "B"														
Arrendamento e Aluguéis	(36.016)	-	-	-	-	-	-	5.544	-	-	-	-	-	(30.472)
Provisões	(107.990)	-	-	-	-	12.996	-	-	-	-	-	-	-	(94.995)
Tributos	(4.987)	-	-	-	-	(1.600)	-	-	-	-	-	-	-	(6.587)
Depreciação e Amortização	(688.171)	-	-	-	-	-	-	(5.544)	-	192.174	-	(14.055)	-	(515.596)
Gastos Diversos da atividade vinculada	(134.696)	-	55.330	-	-	(885)	-	-	-	-	-	-	-	(80.250)
Outras receitas operacionais	204.938	-	-	(184.557)	(20.381)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(138.779)	(1.456.110)	-	-	20.381	-	-	-	-	52.567	-	(1.237)	-	(1.523.178)
Resultado Financeiro														
Receitas Financeiras	452.047	-	-	-	-	-	-	-	(101.043)	-	-	-	-	351.004
Despesas Financeiras	(1.060.504)	-	-	-	-	-	-	-	101.043	-	-	-	-	(959.461)
Despesa com Impostos sobre o Lucro	(389.200)	-	-	-	-	(24)	-	-	-	-	-	-	(221.945)	(611.169)
Resultado Líquido do Exercício	680.191	-	-	-	-	-	-	-	-	244.741	436.817	(15.292)	(221.945)	1.124.512

- Para as demonstrações financeiras societárias a prestação de serviços de construção da infraestrutura é registrada de acordo com o CPC 47 o qual não foi adotado pela ANEEL;
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias a companhia adota o CPC 47 e desta forma classificamos a compensação pelo não cumprimento de indicadores deduzindo a receita, e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional conforme MCSE;
- Nas demonstrações financeiras societárias a Companhia classifica as Outras receitas operacionais no grupo de Receita e nas demonstrações contábeis regulatórias são classificadas no grupo de Custos gerenciáveis conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos o ganho e a perda pelo líquido, e para as demonstrações contábeis regulatórias são apresentados de forma segregada, conforme MCSE;
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias apresentamos as despesas com litígios fiscais na natureza original dos tributos e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos na despesa operacional, conforme MCSE.
- Para fins de publicação das demonstrações contábeis societárias registramos o valor do Programa de incentivo à redução voluntária do consumo de energia elétrica em Outros Créditos com contrapartida no ativo circulante na rubrica de consumidores, concessionárias e permissionárias, e para as demonstrações contábeis regulatórias transitamos pelo resultado conforme Ofício Circular nº 38/2022-SFF/ANEEL.
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias a depreciação dos bens originários de contratos de arrendamento é apresentada em Depreciação e Amortização, e nas demonstrações contábeis regulatórias é classificado como Arrendamento e Aluguéis.
- Para fins de publicação das demonstrações financeiras societárias apresentamos a variação cambial na despesa financeira e para as demonstrações contábeis regulatórias apresentamos no resultado financeiro de acordo com seu resultado, ou seja, ou receita ou despesa, conforme MCSE.

Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2024	2023
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade societária	949.516	1.124.512
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória:		
Reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(72.407)	(52.567)
Depreciação - reavaliação regulatória compulsória (32.3.1)	(179.579)	(192.174)
Atualização do ativo financeiro da concessão (32.3.2)	(423.237)	(436.817)
Ajustes do ativo intangível da concessão (32.3.3)	3.835	15.292
IR/CSLL sobre as diferenças de práticas contábeis (32.3.4)	228.523	221.945
Resultado líquido do exercício conforme contabilidade regulatória	506.651	680.191

32.3. Composição dos ajustes

32.3.1. Reavaliação Regulatória compulsória

De acordo com a Resolução Normativa ANEEL nº 396 de 23 de fevereiro de 2010 as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica registram contabilmente, a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o Valor Novo de Reposição - VNR do Ativo Imobilizado em Serviço - AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, decorrente da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em decorrência da última Revisão Tarifária. Esse ajuste é regulatório e não é aceito na contabilidade societária.

A composição dos saldos da reavaliação compulsória registrados em 31 de dezembro de 2024 e 2023, relativos ao ativo imobilizado, ativo intangível e obrigações especiais e os efeitos tributários para a Companhia, valores estes que estão de acordo com os montantes apresentados nas notas explicativas nº 10,12 e 20 deste relatório, estão assim apresentados:

Saldo em 31 de dezembro de 2024 e 2023:

	31/12/2024			31/12/2023		
	Custo	Depreciação	Líquido	Custo	Depreciação	Líquido
Ativo imobilizado	6.490.460	(3.705.804)	2.784.656	6.821.213	(3.761.807)	3.059.406
Ativo intangível	434.948	(372.515)	62.433	434.948	(370.339)	64.609
Obrigações especiais	(685.794)	381.901	(303.893)	(685.798)	355.781	(330.017)
Total	6.239.613	(3.696.417)	2.543.199	6.570.363	(3.776.364)	2.794.002
Efeito IR e CSLL	(2.121.469)	1.256.782	(864.688)	(2.233.924)	1.283.963	(949.961)
Efeito líquido	4.118.145	(2.439.635)	1.678.510	4.336.440	(2.492.401)	1.844.041

32.3.2. Atualização do Ativo Financeiro da Concessão (ICPC 01)

O efeito é decorrente do estorno do valor justo do ativo financeiro correspondente ao direito estabelecido no contrato de concessão de energia de receber caixa via indenização no momento da reversão dos ativos ao poder concedente ao término da concessão. Esse ajuste refere-se a diferença para ajustar o saldo à expectativa de recebimento do fluxo de caixa, conforme valor justo (valor novo de reposição “VNR”), é registrada como contrapartida na conta de receita operacional, no resultado do exercício societário. O mesmo é aceito na contabilidade societária e não é aceito na contabilidade regulatória.

32.3.3. Ativo Intangível da Concessão (ICPC-01)

O efeito é decorrente do estorno do reconhecimento de custos adicionais e juros capitalizados em ordens em curso, reconhecidos na contabilidade societária e que serão amortizados até o prazo final da concessão. Esse ajuste é aceito na contabilidade societária e não é reconhecido na contabilidade regulatória.

32.3.4. Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

Os ajustes são decorrentes do imposto de renda e da contribuição social diferidos, calculados sobre os ajustes de diferenças entre práticas contábeis societárias e as regulatórias.

33 COMPROMISSOS

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

Obrigações contratuais em 31/12/2024	Duração	Menos de 1 ano	1-3 anos	4-5 anos	Mais de 5 anos	Total
Compra de energia (exceto Itaipu)	Até 3 anos	2.757.803	4.870.188	-	-	7.627.991
Compra de energia de Itaipu	Até 3 anos	688.047	985.638	-	-	1.673.684
Encargos de uso do sistema de distribuição e transmissão	Até 3 anos	1.786.839	3.602.631	-	-	5.389.470
Projetos de construção de subestação	Até 5 anos	257.640	96.465	3.088	-	357.193
Fornecedores de materiais e serviços	Até 13 anos	1.166.076	1.951.859	429.083	2.704	3.549.722
Total		6.656.404	11.506.780	432.171	2.704	18.598.060

34 TRANSAÇÕES NÃO ENVOLVENDO CAIXA

A Companhia possuiu no exercício de 2024 um valor de R\$ 17.310 (R\$ 13.448 em 2023) referente a juros capitalizados no intangível da concessão - infraestrutura de distribuição (nota 25).

Ainda em 2024, houve o aumento do capital social (nota 21) da Companhia no montante de R\$ 10.857 (R\$ 10.857 mesmo período de 2023), sendo este saldo proveniente da capitalização do benefício fiscal do intangível incorporado apurado no exercício de 2023.

35 EXPOSIÇÃO DECORRENTE DE PREÇOS ENTRE SUBMERCADOS - CCEE

A Companhia é parte ativa no processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400, cujo pleito é a anulação dos efeitos do Despacho ANEEL nº 288, que determinou a obrigatoriedade da adesão ao mecanismo de alívio de exposição financeira para as operações realizadas no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia (MAE), atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). As transações efetuadas sem a adesão ao mecanismo de alívio de exposição de diferença de preços entre os submercados resultaram num ganho de R\$ 437.800 em 16 de maio de 2002, a ANEEL emitiu o Despacho nº 288, considerando ilegal a opção da Companhia durante o período anterior à aprovação do ato. A Companhia, mesmo não concordando com o Órgão Regulador e mantendo o questionamento judicial do Despacho nº 288, registrou em 31 de dezembro de 2002, por tratar-se de ativo contingente, provisão para perdas sobre esse crédito no mesmo montante de R\$ 437.800.

Durante o período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, a Companhia efetuou transações de compra e venda de energia no âmbito da CCEE, resultando no montante líquido a pagar de R\$ 233.910 (R\$ 219.560 em 31 de dezembro de 2023), cujo pagamento está suspenso por conta de decisão judicial obtida em Medida Cautelar n. 0043277-81.2012.4.01.0000/DF.

Com o ajuizamento do processo nº 2002.34.00.026509-0, a Companhia obteve liminar a fim de que os valores que o Despacho nº 288 lhe suprimiram, fossem imediatamente pagos. Em decorrência disso, a ANEEL e a CCEE executaram os atos necessários para tanto, determinando a um conjunto de empresas que depositasse os valores em favor da Companhia. Parte dessas empresas se insurgiu contra a decisão e, em 10 de novembro de 2008, a Companhia recebeu o valor de R\$ 27.783 de empresas que não obtiveram liminares. Em 18 de novembro de 2008 foi proferida decisão reconsiderando, em parte, a antecipação de tutela, para torná-la sem efeito no tocante à imposição à ANEEL da obrigação de contabilizar esses valores em favor da Companhia e, em função dessa decisão, a Companhia registrou um passivo no mesmo montante de R\$ 80.993 (R\$ 76.024 em 31 de dezembro de 2023 (nota 21)).

Em 29 de junho de 2012, foi publicada a sentença do processo nº 0026448-59.2002.4.01.3400, que julgou improcedentes os pedidos da Companhia. De acordo com a sentença, a adesão ao mecanismo de alívio de exposição deve ser entendida como mandatória – e não facultativa, conforme defendido pela Companhia – e o Despacho nº 288 considerado como legal.

Em 11 de julho de 2012, a Companhia interpôs recurso de apelação contra tal sentença que, em 27 de março de 2014, por maioria de votos (2x1), foi provido pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, determinando a ilegalidade do Despacho nº 288. As partes requeridas no processo apresentaram recursos de embargos de declaração contra esta decisão. Em 15 de janeiro de 2016 foi publicada decisão negando provimento aos recursos e mantendo a decisão favorável à Companhia. Ainda no Tribunal Regional Federal da 1ª Região as partes requeridas apresentaram recursos de embargos infringentes, visando à modificação do mérito da decisão favorável obtida pela Companhia. Os recursos aguardam julgamento.

Além da existência da discussão judicial sobre a legalidade do Despacho nº 288, diversos agentes do mercado de energia elétrica ingressaram em juízo contra a Companhia objetivando a cobrança dos valores dos créditos oriundos da liquidação promovida pela CCEE sob os efeitos do Despacho nº 288, sendo que a única ação desta natureza que prosperou foi a ajuizada pela Energisa Minas Gerais – Distribuidora de Energia S.A., cuja liquidação ocorreu em 27 de setembro de 2016, encerrando desta forma a ação de cobrança no valor atualizado de R\$ 16.644, sendo de (i) principal R\$ 2.503, (ii) correção monetária e juros R\$ 12.603 e (iii) custas judiciais e honorários de R\$ 1.538.

36 EVENTO SUBSEQUENTE

36.1 Empréstimos e financiamentos – Captação

Em 26 de fevereiro de 2025, houve a liberação referente financiamento BNDES, no montante de R\$ 504.000, sendo subcrédito A no montante de R\$ 100.000 com taxa fixa de 7,42%, com SWAP para CDI – 7,10%, e subcrédito B no montante de R\$ 404.000 com taxa de 1,52% + Selic, com Amortização em 44 meses, a partir de set/25, até abr/29.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

LUIS HENRIQUE FERREIRA PINTO
Presidente

LI ZHANG
Conselheiro

RAFAEL LUIS LUGOCH
Conselheiro

DIRETORIA

RICARDO DALAN DE VARGAS
Diretor Executivo e Presidente Interino

JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES
Diretor Financeiro
e de Relações com Investidores - interino

GUSTAVO KODAMA UEMURA
Diretor Comercial

OSVANIL OLIVEIRA PEREIRA
Diretor de Operações

JAIRO EDUARDO DE BARROS ALVARES
Diretor de Assuntos Regulatórios

FLÁVIO HENRIQUE RIBEIRO
Diretor Administrativo

DIRETORIA DE CONTABILIDADE

SÉRGIO LUIS FELICE
Diretor de Contabilidade
CT CRC 1SP192.767/O-6 S-RS

ANA PAULA PERESSIM DE PAULO
Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
CT CRC 1SP217200/O-6

www.pwc.com.br

RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

***Demonstrações contábeis regulatórias em
31 de dezembro de 2024
e relatório do auditor independente***





Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos Administradores e Acionistas
RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. ("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. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas pela Administração com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa nº 933, de 18 de maio de 2021.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2024, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) através da Resolução Normativa nº 933 de 18 de maio de 2021.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias". 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 conforme essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Ênfase Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Chamamos a atenção para a Nota 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a RGE Sul Distribuidora de Energia S.A. a cumprir os requisitos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim. Nossa opinião não está modificada em relação a este assunto.

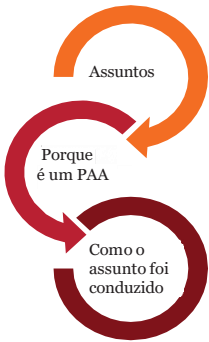
PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes Ltda., Av. Bailarina Selma Parada, 505, 11º andar,
Conj. 1103, Ed. Sky Galleria, Campinas, SP, Brasil, 13091-605
T: 4004-8000, www.pwc.com.br



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Principais Assuntos de Auditoria

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



Porque é um PAA

Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria

Reconhecimento de receita de energia fornecida, mas não faturada (Nota 6)

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A Companhia efetua a leitura do consumo de seus clientes baseado em uma rotina que depende da calendarização e rota de leitura. Consequentemente, uma parte da energia distribuída não é faturada ao final de cada mês, sendo necessário que a administração estime esse valor, que em 31 de dezembro de 2024 somava R\$ 403.704 mil.

O reconhecimento da receita não faturada é determinada com base em dados históricos obtidos, principalmente por meio de parâmetros de sistemas informatizados, tais como, o volume de consumo de energia da distribuidora disponibilizado no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais.

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

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

Em relação aos testes de transações, avaliamos os dados usados na determinação da estimativa de receita não faturada, especificamente, os dados da carga total de energia recebida na rede da distribuidora, da carga efetivamente faturada, segregados por tipo de consumidor, e dos índices de perdas técnicas e comerciais, visando determinar o percentual de aplicação na parcela da receita não faturada, chegando dessa forma na carga cativa líquida por classe de consumo.

Recalculamos o montante de receita não faturada por meio da carga cativa líquida por classe de consumo e tarifas definidas pelo órgão regulador para cada classe de consumidor em seus grupos e modalidades. Comparamos nosso recálculo com os valores apurados pela administração.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Porque é um PAA	Como o assunto foi conduzido em nossa auditoria
	<p>Também efetuamos leitura das divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias.</p> <p>Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os critérios e premissas adotados pela Administração da Companhia para mensuração da estimativa de receita de energia fornecida, mas não faturada, são razoáveis e consistentes com dados e informações obtidos.</p>

Outros assuntos

Demonstrações financeiras societárias

A Companhia preparou um conjunto de demonstrações financeiras separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2024, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente em de 26 de fevereiro de 2025, sem ressalvas.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor

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

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias 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 contábeis regulatórias, 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 contábeis regulatórias 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 este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, 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 contábeis regulatórias, 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 contábeis regulatórias.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, 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 contábeis regulatórias.

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

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, 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 contábeis regulatórias 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 contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se essas demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.



RGE Sul Distribuidora de Energia S.A.

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

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

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis regulatórias 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.

Campinas, 28 de abril de 2025

PricewaterhouseCoopers

Auditores
Independentes Ltda.
CRC 2SP027613/F-1

DocuSign
Envelope ID: 012F7316-06B2-479C-AB91-1D95B3CAFB08
Signed by: ADRIANO FORMOSINHO CORREIA, TESTES2024
CPF: 7878782004
Signed Time: 28 de abril de 2025 13:38 BRT
O: CPFL-SP, OU: Secretaria da Receita Federal do Brasil - RFB
C: BR
Email: AC-SERASA-RFB@V5

Adriano Formosinho
Correia Contador CRC
1BA029904/O-5



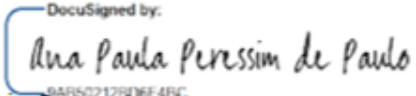
TERMO DE RESPONSABILIDADE	TERM OF RESPONSIBILITY
<p>Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.</p> <p>São Leopoldo, 28 de abril de 2025.</p> <p>Concessionária: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA</p>	<p>By this Term of Responsibility, we declare under the penalties of the Law the veracity of the information submitted to the National Electric Energy Agency - ANEEL, expressing the commitment to compliance with the rules, procedures and requirements established by the legislation of the electricity sector, as well as science of the penalties to which we will be subject. We are aware that the falsity of the information, as well as the non-compliance with the commitment made herein, in addition to requiring the return of amounts received improperly, where applicable, will be subject to the penalty of Group IV, item X, Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004, as well as those provided for in articles 171 and 299, both of the Penal Code.</p> <p>São Leopoldo, April 28, 2025.</p> <p>Concessionaire: RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA</p>

Assinado por:

 FF7E577ECA2346C...
 Ricardo Dalan de Vargas
 Diretor Executivo e Diretor Presidente
 Interino
 Executive Officer and Interim President
 CPF: 804.607.630-91

DocuSigned by:

 E0BC07894E90745B
 Jairo Eduardo de Barros Alvares
 Diretor Financeiro e de Relações com
 Investidores Interino
 Financial and Investor Relations
 executive Officer Interim
 CPF: 804.794.720-68

DocuSigned by:

 3A95C717F2B6F49C
 Ana Paula Peressim de Paulo
 Gerente de Contabilidade das Distribuidoras
 Accounting Manager of Distributors
 CT CRC 1SP217200/O-6
 CPF: 171.567.218-60



<p>RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004</p> <p>Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:</p> <p>...</p> <p>X – fornecer informação falsa à ANEEL;</p> <p>CÓDIGO PENAL</p> <p>Art. 171 – Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.</p> <p>Art. 299 – Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.</p>	<p>Normative Resolution no. 63, of May 12, 2004.</p> <p>Art 7 - Constitutes an infraction, subject to the imposition of the penalty fine of Group IV:</p> <p>...</p> <p>X - provide false information to ANEEL;</p> <p>PENAL CODE</p> <p>Art. 171 - Obtain, for yourself or others, unlawful advantage, to the detriment of others, inducing or keeping someone in error, through artifice, ruse, or any other fraudulent means.</p> <p>Art. 299 - Omit, in a public or private document, a statement that should appear on it, or insert a false statement or different statement from that which should be written, in order to prejudice law, create an obligation or alter the truth about the legally relevant fact.</p>
---	---