

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

Informações contábeis intermediárias em  
30 de setembro de 2024

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

## Informações contábeis intermediárias

### Índice

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS.....	1
BALANÇO PATRIMONIAL .....	3
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO .....	4
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO ABRANGENTE .....	5
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....	6
DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA - MÉTODO INDIRETO .....	7
DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO.....	8

### NOTAS EXPLICATIVAS

1	CONTEXTO OPERACIONAL.....	9
2	BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS ...	13
3	POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS E ESTIMATIVAS CRÍTICAS.....	14
4	CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA .....	15
5	APLICAÇÕES FINANCEIRAS.....	16
6	CONTAS A RECEBER DE CLIENTES .....	16
7	VALORES A RECEBER (DEVOLVER) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS.....	18
8	IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR .....	20
9	PARTES RELACIONADAS.....	20
10	ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO .....	22
11	INTANGÍVEL .....	23
12	ATIVOS DE CONTRATO.....	24
13	FORNECEDORES.....	24
14	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS.....	25
15	DEBÊNTURES.....	27
16	IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER.....	29
17	IMPOSTOS DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES E DIFERIDOS .....	30
18	PROVISÃO PARA RISCOS JUDICIAIS E DEPÓSITOS JUDICIAIS .....	31
19	PIS/COFINS A SEREM RESTITUÍDOS A CONSUMIDORES .....	33
20	PASSIVO A DESCOBERTO .....	34
21	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA .....	38
22	CUSTO DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS .....	39
23	ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA.....	41
24	RESULTADO FINANCEIRO .....	42
25	BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO (ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA) .....	43
26	INSTRUMENTOS FINANCEIROS .....	43
27	DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA .....	49
28	COMPROMISSOS FUTUROS .....	50
29	EVENTOS SUBSEQUENTES.....	50

## Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Administradores e Acionistas da  
**Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D**  
Porto Alegre - RS

### Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D (Companhia), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2024, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2024 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para o período de três e nove meses findo naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo as políticas contábeis materiais e outras informações elucidativas.

A diretoria é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com a NBC TG 21 Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR). Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

### Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 *Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity*, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

### Conclusão

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com a NBC TG 21 e a IAS 34 aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR), e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

## **Outros assuntos**

### *Demonstração do valor adicionado*

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2024, elaborada sob a responsabilidade da diretoria da Companhia e apresentada como informação suplementar para fins de IAS 34. Essa demonstração foi submetida a procedimentos de revisão executados em conjunto com a revisão das informações trimestrais, com o objetivo de concluir se ela está conciliada com as informações contábeis intermediárias e registros contábeis, conforme aplicável, e se sua forma e conteúdo está de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essa demonstração do valor adicionado não foi elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Fortaleza, 13 de novembro de 2024.

ERNST & YOUNG  
Auditores Independentes S/S Ltda.  
CRC CE-001042/F



Carlos Santos Mota Filho  
Contador CRC PE-020728/O

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

### Balanco patrimonial em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023

(Em milhares de reais)

Ativo	Nota	30/09/2024	31/12/2023	Passivo	Nota	30/09/2024	31/12/2023
<b>Circulante</b>				<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	293.216	464.985	Fornecedores	13	680.555	590.507
Aplicações financeiras	5	203.333	855.204	Fornecedores - risco sacado	13.1	25.061	32.853
Contas a receber de clientes	6	1.072.900	970.078	Empréstimos e financiamentos	14	54.560	292.879
Almoxarifado		15.582	13.143	Debêntures	15	366.080	359.257
Impostos e contribuições a recuperar	8	172.830	378.494	Passivo de arrendamento		1.195	611
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		78.296	76.882	Instrumentos financeiros derivativos	26.5	-	37.678
Depósitos judiciais	18	4.712	4.714	Impostos e contribuições a recolher	16	186.775	282.595
Instrumentos financeiros derivativos	26.5	1.542	-	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher		596	631
Serviços pedidos		170.163	122.176	Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	7	222.428	106.702
Outros créditos a receber		140.469	177.944	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento		22.238	32.758
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>2.153.043</b>	<b>3.063.620</b>	Contribuição de iluminação pública		8.210	40.540
				Encargos setoriais		70.283	78.176
Contas a receber de clientes	6	126.187	144.455	Participação nos lucros		3.004	5.271
Serviços pedidos		13.038	13.038	Provisão para riscos judiciais	18	441.379	407.326
Impostos e contribuições a recuperar	8	440.060	341.793	Benefício pós-emprego	25	88.512	82.304
Depósitos judiciais	18	228.174	225.891	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	54.459	349.220
Instrumentos financeiro derivativos	26.5	84.497	-	Outras contas a pagar		119.778	123.414
Benefício pós-emprego	25	5	-	<b>Total do passivo circulante</b>		<b>2.345.113</b>	<b>2.822.722</b>
Outros créditos a receber		25	26				
Ativo financeiro da concessão	10	715.277	609.396	<b>Não circulante</b>			
Intangível	11	2.413.099	2.188.714	Empréstimos e financiamentos	14	1.492.602	1.394.944
Ativos de contrato	12	1.183.231	1.061.547	Debêntures	15	2.848.970	2.380.295
Direito de uso		4.753	3.376	Passivo de arrendamento		3.853	2.839
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>5.208.346</b>	<b>4.588.236</b>	Instrumentos financeiro derivativos	26.5	-	20.149
				Impostos e contribuições a recolher	16	2.622.196	2.522.099
				Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	7	35.619	207.912
				Encargos setoriais		54.767	39.350
				PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	140.731	126.599
				Provisão para riscos judiciais	18	494.907	490.842
				Benefício pós-emprego	25	972.421	966.137
				Outras contas a pagar		33.203	32.604
				<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>8.699.269</b>	<b>8.183.770</b>
				<b>Passivo a descoberto</b>			
				Capital social	20	3.385.861	3.385.861
				Ajuste de avaliação patrimonial		(1.261.965)	(1.249.712)
				Reserva de capital		1.523	1.296
				Prejuízos acumulados		(5.808.412)	(5.492.081)
				<b>Total do passivo a descoberto</b>		<b>(3.682.993)</b>	<b>(3.354.636)</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>7.361.389</b>	<b>7.651.856</b>	<b>Total do passivo e passivo a descoberto</b>		<b>7.361.389</b>	<b>7.651.856</b>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

### Demonstração do resultado

Períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

		01/07/2024	01/01/2024	01/07/2023	01/01/2023
		a	a	a	a
	Nota	30/09/2024	30/09/2024	30/09/2023	30/09/2023
<b>Receita operacional líquida</b>	21	<b>1.405.257</b>	<b>3.847.891</b>	1.200.993	3.616.176
Energia elétrica comprada para revenda	23	(840.069)	(2.270.810)	(716.803)	(2.037.008)
Custo de construção		(225.110)	(565.002)	(175.068)	(593.091)
Custo da operação		(103.086)	(285.066)	(55.529)	(200.602)
<b>Custos de energia elétrica, construção e operação</b>	22	<b>(1.168.265)</b>	<b>(3.120.878)</b>	(947.400)	(2.830.701)
<b>Lucro bruto</b>		<b>236.992</b>	<b>727.013</b>	253.593	785.475
<b>Despesas operacionais</b>					
Despesas com vendas	22	(31.286)	(114.299)	(35.220)	(95.588)
Despesas gerais e administrativas	22	(55.650)	(164.513)	(108.538)	(280.444)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	22	(38.891)	(117.936)	(24.586)	(37.130)
Outras despesas operacionais, líquidas	22.1	(35.775)	(122.280)	(12.213)	(57.876)
<b>Total de despesas operacionais</b>		<b>(161.602)</b>	<b>(519.028)</b>	(180.557)	(471.038)
<b>Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre lucro</b>		<b>75.390</b>	<b>207.985</b>	73.036	314.437
Receitas financeiras	24	149.428	499.439	139.025	361.448
Despesas financeiras	24	(358.159)	(1.072.744)	(314.204)	(896.489)
<b>Resultado financeiro</b>		<b>(208.731)</b>	<b>(573.305)</b>	(175.179)	(535.041)
<b>Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>(133.341)</b>	<b>(365.320)</b>	(102.143)	(220.604)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	17	-	48.989	-	-
<b>Impostos sobre o lucro</b>		<b>-</b>	<b>48.989</b>	-	-
<b>Prejuízo do período</b>		<b>(133.341)</b>	<b>(316.331)</b>	(102.143)	(220.604)
<b>Resultado básico e diluído por ação ordinária</b>	20.3	<b>(1,95357)</b>	<b>(4,63455)</b>	(1,49649)	(3,23206)
<b>Resultado básico e diluído por ação preferencial</b>	20.3	<b>(1,95357)</b>	<b>(4,63455)</b>	(1,49649)	(3,23206)
<b>Quantidade de ações ordinárias e preferenciais no final do exercício (em milhares de ações)</b>		<b>68.255</b>	<b>68.255</b>	68.255	68.255

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

### Demonstração do resultado abrangente

Períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	01/07/2024 a 30/09/2024	01/01/2024 a 30/09/2024	01/07/2023 a 30/09/2023	01/01/2023 a 30/09/2023
<b>Prejuízo do período</b>	<b>(133.341)</b>	<b>(316.331)</b>	(102.143)	(220.604)
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado				
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	<u>(10.087)</u>	<u>(12.253)</u>	8.277	(724)
Outros resultados abrangentes do período, líquido de impostos	<u>(10.087)</u>	<u>(12.253)</u>	8.277	(724)
<b>Total resultados abrangentes</b>	<b><u>(143.428)</u></b>	<b><u>(328.584)</u></b>	<u>(93.866)</u>	<u>(221.328)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

### Demonstração das mutações do patrimônio líquido

Períodos findos em 30 de setembro de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	Notas	Capital social	Reserva de capital	Ajuste de avaliação patrimonial	Prejuízos acumulados	Total
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2022</b>		<u>3.385.861</u>	<u>722</u>	<u>(1.090.718)</u>	<u>(5.040.522)</u>	<u>(2.744.657)</u>
Valor justo das opções de compra - <i>vesting period</i>		-	449	-	-	449
<b>Resultado abrangente do exercício</b>						-
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa		-	-	(724)	-	(724)
Prejuízo do período		-	-	-	(220.604)	(220.604)
<b>Saldos em 30 de setembro de 2023</b>		<u>3.385.861</u>	<u>1.171</u>	<u>(1.091.442)</u>	<u>(5.261.126)</u>	<u>(2.965.536)</u>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>		<u>3.385.861</u>	<u>1.296</u>	<u>(1.249.712)</u>	<u>(5.492.081)</u>	<u>(3.354.636)</u>
Valor justo das opções de compra - <i>vesting period</i>	20.2.1	-	227	-	-	227
<b>Resultado abrangente do período</b>						
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	26.5	-	-	(12.253)	-	(12.253)
Prejuízo do período		-	-	-	(316.331)	(316.331)
<b>Saldos em 30 de setembro de 2024</b>		<u>3.385.861</u>	<u>1.523</u>	<u>(1.261.965)</u>	<u>(5.808.412)</u>	<u>(3.682.993)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

## Demonstração dos fluxos de caixa - método indireto

Períodos findos em 30 de setembro de 2024 e 2023

(Em milhares de reais)

	30/09/2024	30/09/2023
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>		
<b>Prejuízo do período</b>	(316.331)	(220.604)
Ajustes para:		
Amortização	109.993	108.381
Baixa de intangível, financeiro e contratual	21.230	835
Encargos de dívidas, juros e variações monetárias líquidas	483.050	297.183
Provisão para riscos judiciais	138.420	121.464
Provisão para perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa	117.936	37.130
Baixa de recebíveis incobráveis	4.419	49.139
Ajuste a valor presente	(10.027)	(21.032)
Resultado em <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	(92.790)	67.310
Atualização do ativo financeiro	(24.733)	(13.966)
Provisão e atualização dos encargos setoriais	35.138	37.347
Valores a devolver (receber) de parcela A e outros itens financeiros	(379.901)	26.577
Provisão para perdas de estoques	70.896	1.407
Participação nos lucros	3.519	4.194
Rendimentos de aplicações financeiras	(84.737)	(103.436)
Atualização de PIS/COFINS a recuperar	(15.626)	(7.104)
Imposto de renda e contribuição social diferido	(48.989)	-
Valor justo das opções de compra	82	2.437
	<u>11.549</u>	<u>387.262</u>
<b>Variações nos ativos e passivos, circulantes e não circulantes:</b>		
Contas a receber de clientes	(182.876)	15.283
Almoxarifado	(2.439)	26.573
Serviços pedidos	(47.987)	(12.733)
Impostos e contribuições a recuperar	1.207	22.398
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	(1.414)	(33.745)
Outros créditos a receber	31.107	(12.104)
Depósitos judiciais	(2.281)	(21.213)
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	28.574	13.518
Fornecedores	72.051	(128.829)
Fornecedores - risco sacado	(7.792)	10.930
Impostos e contribuições a recolher	189.213	304.138
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	-	(842)
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	(54.842)	(95.081)
Benefício pós emprego	12.487	15.505
Contribuição de iluminação pública	(32.330)	29.479
Encargos setoriais	(27.614)	(24.189)
Participação nos lucros	(5.786)	(259)
Provisão para riscos judiciais	(100.302)	(93.311)
Outras contas a pagar	(10.529)	23.234
<b>Caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades de operacionais</b>	<u>(141.553)</u>	<u>38.752</u>
Rendimentos de aplicações financeiras	84.737	103.436
Imposto de renda e contribuição social pagos	-	(7.550)
Juros pagos	(384.203)	(326.913)
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades de operacionais</b>	<u>(429.470)</u>	<u>194.987</u>
<b>Fluxo de caixa de atividades de investimento</b>		
Aquisições no ativo intangível	-	(24.584)
Aquisições no ativos de contrato	(556.386)	(528.477)
Resgate das aplicações financeiras	651.871	154.578
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades de investimento</b>	<u>95.485</u>	<u>(398.483)</u>
<b>Fluxo de caixa de atividades de financiamento</b>		
Captação de empréstimos e financiamentos	-	1.012.870
Amortização de empréstimos e financiamentos	(275.102)	(226.532)
Captação de debêntures	750.000	180.000
Amortização de debêntures	(311.679)	(300.000)
Amortização do passivo de arrendamento	(1.003)	(2.678)
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente das atividades de financiamento</b>	<u>162.216</u>	<u>663.660</u>
<b>Redução em caixa e equivalentes de caixa</b>	<u>(171.769)</u>	<u>460.164</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	464.985	415.108
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício	<u>293.216</u>	<u>875.272</u>
<b>Redução em caixa e equivalentes de caixa</b>	<u>(171.769)</u>	<u>460.164</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

## Demonstração do valor adicionado

Períodos findos em 30 de setembro de 2024 e 2023

(Em milhares de Reais)

	<u>30/09/2024</u>	<u>30/09/2023</u>
<b>Receitas</b>		
Vendas de produtos, serviços e receitas de construção	5.608.081	5.111.894
Perda estimada em créditos de liquidação duvidosa	(117.936)	(37.130)
Outras receitas	-	1.371
	<u>5.490.145</u>	<u>5.076.135</u>
<b>Insumos adquiridos de terceiros (inclui ICMS e IMA)</b>		
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	(2.835.812)	(2.630.099)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(366.390)	(266.799)
Outras despesas	(164.777)	(105.956)
	<u>(3.366.979)</u>	<u>(3.002.854)</u>
<b>Valor adicionado bruto</b>	<u>2.123.166</u>	<u>2.073.281</u>
Amortização	(109.993)	(108.381)
<b>Valor adicionado líquido gerado pela Companhia</b>	<u>2.013.173</u>	<u>1.964.900</u>
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>		
Receitas financeiras	513.004	377.762
	<u>513.004</u>	<u>377.762</u>
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<u>2.526.177</u>	<u>2.342.662</u>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>		
Empregados		
Remuneração direta	51.697	59.433
Benefícios	16.374	72.623
FGTS	12.587	20.261
	<u>80.658</u>	<u>152.317</u>
Tributos		
Federais	994.926	912.421
Estaduais	690.407	596.730
Municipais	122	-
	<u>1.685.455</u>	<u>1.509.151</u>
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	603.616	480.887
Aluguéis	3.651	5.309
Outras despesas financeiras	469.128	415.602
	<u>1.076.395</u>	<u>901.798</u>
Remuneração de capitais próprios		
Prejuízo do período	(316.331)	(220.604)
	<u>(316.331)</u>	<u>(220.604)</u>
<b>Valor adicionado</b>	<u>2.526.177</u>	<u>2.342.662</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 1 Contexto operacional

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D (Companhia ou CEEE-D), é uma sociedade anônima de capital aberto, domiciliada no Brasil, com sede na Avenida Clovis Paim Grivot, nº 11, Bairro Humaitá, cidade de Porto Alegre, no Estado do Rio Grande do Sul, CEP 90.250-020, controlada pela Equatorial Participações e Investimentos S.A. (“Equatorial Participações”) tendo por controladora final a Equatorial S.A. A Companhia é a concessionária do serviço público de distribuição e atividades associadas ao serviço de energia elétrica naquele estado, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade na sua área de concessão legal, que abrange 72 dos 497 municípios do estado do Rio Grande do Sul, cobrindo uma área de 87.101 km<sup>2</sup>(\*), tendo em 30 de setembro de 2024, 1.947.362(\*) consumidores, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). A Companhia possui suas ações negociadas no Mercado de Balcão Organizado do Brasil, Bolsa, Balcão S.A. (B3), sob os códigos de negociação CEED3 e CEED4.

(\*) referente ao total de consumidores considerando os mercados cativo e livre. Informação não revisada.

### 1.1 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Conforme Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 081/1999 (Contrato de Concessão), assinado em 25 de outubro de 1999, celebrado entre a ANEEL e a Companhia, alterado pelo 1º Termo Aditivo, 2º Termo Aditivo e 3º Termo Aditivo, de 17 de outubro de 2005, 13 de abril de 2010 e 10 de dezembro de 2014, respectivamente, para distribuição de energia elétrica. O 4º Termo Aditivo, de 09 de dezembro de 2015, prorrogou a concessão até 07 de julho de 2045, para 30 anos, de acordo com o Despacho do Ministro de Minas e Energia, de 9 de novembro de 2015, fundamentado na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro, e no Decreto nº 8.461, de 02 de junho de 2015. O 5º Termo Aditivo, de 25 de agosto de 2021, formalizou a transferência de controle societário da CEEE-D para a Equatorial Participações e Investimentos S.A.

Por meio do Despacho nº 4.621, de 25 de novembro de 2014, a ANEEL aprovou modelo de aditivo aos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, cujo objetivo é garantir que os saldos remanescentes de ativos e passivos regulatórios relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária comporão o valor da indenização a ser recebida pelo concessionário em eventual término da concessão, por qualquer motivo.

### 1.2 Eventos climáticos

#### 1.2.1. Evento climático de maio de 2024

Entre o final de abril e o início de maio de 2024, o Estado do Rio Grande do Sul enfrentou um evento climático extremo de chuvas fortes e persistentes que causaram alagamentos e enchentes em diversas regiões. Foram afetados 469 municípios no Estado, sendo 51 dentro da área de concessão da CEEE-D, dos 72 atendidos pela Companhia, com 226 mil clientes interrompidos no pico do evento. Em função do evento climático, aproximadamente 1.290 unidades consumidoras (“UCs”) deixaram de existir, o que representa 0,07% do total de UCs atendidas pela Companhia.

Como consequência do evento climático, a Companhia reconheceu um impacto líquido de R\$ 13.473 até o período findo em 30 de setembro de 2024, referente a provisões reconhecidas devido a perdas de estoques, baixa de ativos, além de despesas relacionadas a ações comerciais e outros gastos diversos.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## ***a) Provisões reconhecidas***

A Companhia reconheceu, para o período findo em 30 de setembro de 2024, provisões baseadas em assuntos diversos relacionados ao evento climático:

- Provisão para perda de estoques: a Companhia mensurou uma provisão no montante total de R\$ 19.997 referente aos materiais avariados no Centro de Distribuição. O valor está sendo avaliado pelas seguradoras e pode ser revisto considerando a conclusão dessas análises.

Não foram identificadas contingências e outras ações legais decorrentes do evento climático até o momento e a Companhia segue monitorando esse tema.

Além disso, a Companhia está em fase de regulação dos valores mais significativos junto às seguradoras, ainda sem previsão de recebimento, considerando que ainda está em andamento as inspeções dos materiais sinistrados e análise da documentação apresentada, com base em suas apólices de risco operacional e de responsabilidade civil. Importante ressaltar que as apólices cobrem de forma integral todos os sinistros identificados, restando apenas a avaliação do valor definitivo a ser recebido. O valor de R\$ 672, referente aos veículos elétricos avariados durante o evento climático, já foi ressarcido à Companhia pelas seguradoras.

Devido a ocorrência, a Companhia suspendeu o faturamento de energia para as unidades consumidoras afetadas pela calamidade nos meses de maio, junho e julho. A retomada do processo de faturamento para as unidades consumidoras mencionadas aconteceu no mês de agosto e transcorreu dentro da normalidade no mês de setembro. No acumulado do ano de 2024, portanto já normalizado o processo de faturamento, o volume de energia vendida apresentou um crescimento de 1,9% na comparação com o mesmo período de 2023.

### **1.2.1.1 Flexibilizações regulatórias**

A ANEEL emitiu a Resolução Normativa nº 1.092 de 14 de maio de 2024, contendo a flexibilização das regras de prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica para enfrentamento da calamidade pública no Estado do Rio Grande do Sul, considerando os temas abaixo:

#### Comerciais:

Para as flexibilizações listadas abaixo a REN 1.092/2024 determina que o prazo será de no mínimo 90 dias para municípios atingidos pela calamidade e 30 dias para os demais, contados a partir do decreto 57.614/2024, emitido pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul;

- veda a suspensão de fornecimento;
- sem atividades de cobrança;
- isenção de multas e juros de mora;
- inibe a negativação de clientes;
- isenta a cobrança de segunda via;
- suspende contrato quando solicitado pelo consumidor ou quando prestação de serviço ficar impossibilitada;

## **Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D**

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

Para as flexibilizações listadas abaixo a REN 1.092/2024 determina que terão validade enquanto o decreto perdurar. O decreto tem previsão de encerramento em 09 de novembro de 2024;

- flexibiliza a leitura (mínimo de 15 e máximo de 47 dias);
- isenta cobrança pelo encerramento contratual (CUSD);
- flexibiliza a leitura (mínimo de 15 e máximo de 47 dias);
- garante a entrega da fatura por meio digital ou outro endereço solicitado pelo consumidor.

Não existem impactos contábeis relevantes entre 30 de setembro de 2024 e a data de encerramento do decreto.

Para a flexibilização abaixo a REN 1.092/2024 determina que a validade será até 31 de dezembro de 2024;

- suspende a revisão cadastral;

### Econômico-financeiras:

- Suspende por três competências o pagamento de Encargos Setoriais (Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e PROINFA) para reduzir os custos operacionais das distribuidoras em áreas severamente afetadas por desastres. O recolhimento das parcelas ou quotas suspensas deve acontecer 90 dias da data do vencimento original.
- No período a Companhia recolheu no mês de setembro as primeiras quotas suspensas, possuindo ainda três competências a serem recolhidas nos meses outubro, novembro e dezembro.

### Técnicas:

- Priorizados atendimentos de urgências;
- Garante padrão de entrada caso o cliente solicite (em andamento).

As medidas previstas na resolução perdurarão enquanto vigente o estado de calamidade decretado pelo Governo do Estado do Rio Grande do Sul, com encerramento no dia 09 de novembro de 2024. Não existem impactos contábeis relevantes entre 30 de setembro de 2024 e a data de encerramento do decreto.

### **1.2.1.2 Apoio aos colaboradores da Companhia**

Considerando a situação de calamidade pública, o Grupo Equatorial concedeu algumas medidas de alívio para seu corpo de colaboradores, fornecendo assistência para desabrigados ou em situações de vulnerabilidade, utilizando ferramenta interna para mapeamento de necessidades, além de apoio psicológico e telemedicina. Com relação ao apoio financeiro, realizou antecipação da quinzena salarial, do vale-alimentação, do 13º salário, além da possibilidade de adiantamento de até 4 salários e vale-alimentação extra para desabrigados. As ações mencionadas foram disponibilizadas até 30 de junho de 2024.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 1.2.2. Outros eventos climáticos

Em 15 e 16 de junho de 2023, fortes chuvas atingiram o Estado do Rio Grande do Sul e 22% dos clientes atendidos pela CEEE-D tiveram falha no fornecimento. O fenômeno natural gerou falta de energia para cerca de 422 mil clientes. Já em 13 de julho de 2023, um ciclone extratropical atingiu o Estado e 38% dos clientes atendidos pela Companhia tiveram falha no fornecimento. O fenômeno natural gerou falta de energia para cerca de 730 mil clientes. Em ambas as ocorrências, a Companhia acionou o plano de contingência e mobilizou estrutura extra, realizando monitoramento em tempo real no seu centro de operação. Entre 7 e 11 de agosto de 2023, temporais com rajadas de vento de 40 a 70 km/h impactaram no fornecimento de energia para cerca de 150 mil clientes (8% do total de consumidores) e no mês seguinte, outro evento climático com característica similar, porém com maior duração, atingiu cerca de 1,1 milhão de consumidores (58% do total de consumidores) distribuídos em toda área de concessão.

Em 16 e 17 de janeiro de 2024, fortes chuvas atingiram novamente o Estado e 34% dos clientes atendidos pela Companhia tiveram falha no fornecimento (falta de energia para cerca de 651 mil clientes) e em 21 de março de 2024, o Estado foi atingido mais uma vez, por fortes chuvas e rajadas de vento, onde cerca de 43% dos clientes tiveram falha no fornecimento (falta de energia para cerca de 815 mil clientes). A Companhia acionou o plano de contingência e mobilizou estrutura extra, realizando monitoramento em tempo real no seu centro de operação.

Para esses eventos climáticos, a Companhia registrou R\$ 12.682 de despesas operacionais referentes a serviços de call center, apoio ao atendimento e materiais.

## 1.3 Continuidade operacional

Quando da elaboração das informações contábeis intermediárias, a Administração avaliou a capacidade operacional da Companhia para os próximos 12 meses. Em 30 de setembro de 2024, a Companhia apresentou capital circulante líquido negativo no valor de R\$ 192.070 (R\$ 240.898 positivo em 31 de dezembro de 2023) decorrente da redução dos níveis de arrecadação e faturamento ocorridos após a paralização das ações de cobrança durante o evento climático e vigência da REN 1.092/2024. A Companhia salienta que tanto as ações de cobrança quanto o processo de faturamento voltaram a normalidade a partir de agosto de 2024 e que os impactos decorrentes do período citado não comprometem sua continuidade operacional. Adicionalmente, em 04 de outubro de 2024 foram realizadas captações para alongamento da dívida na ordem de R\$ 420.000 trazendo maior fôlego para o caixa da Companhia.

A Companhia, apresenta resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro positivo desde a entrada do novo acionista controlador em 2021, devido a melhoria dos indicadores de perdas, significativa redução das despesas operacionais, aumento da tarifa e do volume de energia faturada. No período de 9 meses findo em 30 de setembro de 2024 o referido resultado foi de R\$207.985 (R\$ 314.437 em 30 de setembro de 2023).

Com objetivo de fortalecer os seus fluxos de caixa operacionais e seus resultados, a Companhia estabeleceu, entre outras, as seguintes ações estruturantes:

- (i) Fortalecimento das ações de cobrança;
- (ii) Alongamento da dívida mediante captação de empréstimo com instituições financeiras de primeira linha, a custo de mercado e aval da Equatorial S.A., para liquidação dos empréstimos e debêntures classificadas no curto prazo, conforme apresentado nas notas explicativa nº 14 e 15 – Empréstimos e financiamentos e Debêntures. As novas captações, além do prazo, tiveram como objetivo garantir o cumprimento das obrigações de curto prazo da Companhia;

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

- (iii) Expansão e diversificação das ações de combate ao furto de energia com manutenção de 205 equipes de combate as perdas em 2024 (230 equipes em 2023), além da expansão do número de ligações em Sistema de Medição Centralizada (SMC); e
- (iv) Adoção de maior rigor e disciplina na gestão de despesas por meio de novos comitês implantados pela Equatorial S.A na assunção do controle.

A Administração acredita que as obrigações futuras serão cumpridas com fluxos de caixa operacionais ou captações alternativas de recursos e tem em seu novo controlador uma estrutura sólida para recorrer a aumento de capital, se necessário. Adicionalmente, o acionista controlador, através da Equatorial S.A., assegura as necessidades de caixa da Companhia na forma de capital ou adiantamentos para permitir a liquidação de obrigações futuras até que a operação atinja seu equilíbrio financeiro.

## 2 Base de preparação e apresentação das informações contábeis intermediárias

### 2.1 Declaração de conformidade

As informações contábeis intermediárias foram preparadas e estão sendo apresentadas de acordo com a IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitida pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e com o CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária (práticas contábeis adotadas no Brasil) e devem ser lidas em conjunto com as últimas demonstrações contábeis anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2023, divulgadas em 25 de março de 2024. As informações contábeis intermediárias estão apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

As informações contábeis intermediárias apresentam as principais variações no período, evitando a repetição de determinadas notas às demonstrações contábeis anuais previamente divulgadas, e estão sendo apresentadas na mesma base de agrupamentos e ordem de quadros e notas explicativas, se comparadas com as demonstrações contábeis anuais.

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

Adicionalmente, a Companhia considerou as orientações emanadas da Orientação Técnica OCPC 07, emitida pelo CPC em novembro de 2014, na preparação das suas informações contábeis intermediárias. Desta forma, as informações relevantes próprias das informações contábeis intermediárias estão sendo evidenciadas, e correspondem às utilizadas pela Administração na sua gestão.

A emissão dessas informações contábeis intermediárias foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 13 de novembro de 2024.

### 2.2 Base de mensuração

As informações contábeis intermediárias da Companhia foram preparadas com base no custo histórico e ajustadas para refletir (i) o valor justo de instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos; (ii) perdas pela redução ao valor recuperável (“*impairment*”) de ativos; e (iii) por meio de resultado e outros resultados abrangentes, quando requerido nas normas.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 2.3 Moeda funcional, moeda de apresentação e transações em moeda estrangeira

As informações contábeis intermediárias são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos apresentados em Reais foram arredondados para milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

As transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio naquela data. As diferenças de moedas estrangeiras resultantes da conversão são geralmente reconhecidas no resultado, com exceção de itens monetários designados como parte de um *hedge* de investimento líquido, sendo essas diferenças reconhecidas diretamente em outros resultados abrangentes até o momento da alienação do investimento líquido, quando são reconhecidas na demonstração do resultado.

## 3 Políticas contábeis materiais e estimativas críticas

As políticas contábeis materiais e estimativas críticas aplicáveis à essas informações contábeis intermediárias estão consistentes com aquelas adotadas e divulgadas nas demonstrações contábeis anuais da Companhia, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, e, portanto, devem ser lidas em conjunto.

### 3.1 Novas normas e interpretações vigentes e não vigentes

Os principais normativos alterados, emitidos ou em discussão pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) que são aderentes e potencialmente relevantes ao contexto operacional e financeiro da Companhia são os seguintes:

Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2024:

Norma	Descrição da alteração	Vigência
IAS 1 / CPC 26: Apresentação das demonstrações contábeis	As emendas estabelecem requerimentos para classificação e divulgação de um passivo com cláusulas de <i>covenants</i> como circulante ou não circulante. Segundo as emendas o passivo deve ser classificado como circulante quando a entidade não tem o direito no final do período de reporte de diferir a liquidação do passivo durante pelo menos doze meses após o período de reporte. Adicionalmente, apenas <i>covenants</i> cujo cumprimento é obrigatório antes do, ou no final do período de reporte devem afetar a classificação de um passivo como circulante ou não circulante.	01/01/2024
IFRS 16 / CPC 6 (R2): Arrendamentos	As emendas incluem requerimentos que especificam que o vendedor-arrendatário deve mensurar subsequentemente o passivo de arrendamento derivado da transferência de ativo – que atende aos requisitos para ser reconhecida como receita de venda – e retro arrendamento ( <i>Sale and Leaseback</i> ) de forma que não seja reconhecido ganho ou perda referente ao direito de uso retido na transação.	01/01/2024
IAS 7 / CPC 3: Demonstração dos Fluxos de Caixa	Divulgação de operações de Risco Sacado ( <i>Reverse factoring</i> ), que envolve a Companhia e seus fornecedores. Os novos requisitos de divulgação tornarão visível o uso de acordos de financiamento de fornecedores por uma companhia e permitirão que os investidores observem como o uso desses instrumentos afetou as operações e a estrutura capital da Companhia.	01/01/2024
Resolução CVM nº 199 / CPC 9 (R1): Demonstração do Valor Adicionado	A Resolução CVM nº 199, esclarece determinados critérios para elaboração e apresentação da Demonstração do Valor Adicionado (DVA), cujo objetivo principal é elucidar requisitos normativos e, por consequência, reduzir a abrangência de práticas contábeis adotadas na elaboração da DVA pelas companhias brasileiras.	01/01/2024

As alterações em Pronunciamentos que entraram em vigor em 1º de janeiro de 2024 não produziram impactos relevantes nas informações contábeis intermediárias.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2025:

<b>Norma</b>	<b>Descrição da alteração</b>	<b>Vigência</b>
IFRS 18: Apresentação e divulgação das Demonstrações Financeiras	A IFRS 18 introduz três categorias definidas para receitas e despesas – operacionais, de investimento e de financiamento – para melhorar a estrutura da demonstração de resultados e exige que todas as entidades forneçam novos subtotais definidos, incluindo o lucro operacional. A estrutura melhorada e os novos subtotais darão aos investidores um ponto de partida consistente para analisar o desempenho da companhia. A IFRS 18 também exige que a companhia divulgue explicações sobre as medidas específicas que estão relacionadas com a demonstração dos resultados, referidas como medidas de desempenho definidas pela Administração. Os novos requisitos irão melhorar a disciplina e a transparência das medidas de desempenho definidas pela Administração e provavelmente torná-las sujeitas a auditoria. A IFRS 18 substituirá a IAS 1/ CPC 26: Apresentação das Demonstrações Financeiras.	01/01/2027, aplicação retrospectiva
CPC 02 / IAS 21: Efeito das mudanças nas taxas de câmbio e conversão de demonstrações contábeis.	Falta de trocabilidade para exigir que uma entidade aplique uma abordagem consistente para avaliar se uma moeda é trocável por outra moeda e, quando não o é, para determinar à taxa de câmbio a utilizar e as divulgações a fornecer.	01/01/2025
IFRS 9 (CPC 48): Classificação e mensuração de instrumentos financeiros	As emendas estabelecem requerimentos relativos a: (i) liquidação de passivos financeiros por meio de sistema de pagamento eletrônico; e (ii) avaliar as características contratuais do fluxo de caixa dos ativos financeiros, incluindo aqueles com características ambientais, sociais e de governança ('ASG' ou 'ESG').	01/01/2026, aplicação retrospectiva

A Companhia espera impactos substanciais na elaboração da Demonstração de Resultado e da Demonstração dos Fluxos de Caixa, originados pela aplicação da IFRS 18 e está analisando os possíveis impactos referentes a este pronunciamento em suas demonstrações contábeis. A Companhia aguardará a orientação do CPC para a aplicação deste pronunciamento. Em relação aos demais normativos em discussão no IASB ou com data de vigência estabelecida em exercício futuro, a Companhia está acompanhando as discussões e até o momento não identificou a possibilidade de ocorrência de impactos significativos.

## 4 Caixa e equivalentes de caixa

	<u>30/09/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
Caixa e depósitos bancários à vista	<u>18.101</u>	<u>21.656</u>
<b>Equivalentes de caixa (a)</b>		
<b>Investimentos</b>		
Certificado de Depósito Bancário – CDB (b)	<u>275.115</u>	<u>443.329</u>
<b>Total</b>	<u><u>293.216</u></u>	<u><u>464.985</u></u>

- a) Os Equivalentes de caixa se referem a CDB - Certificados de Depósitos Bancários, Operações Compromissadas e outros ativos de alta liquidez e com baixo risco de crédito. Tais aplicações estão disponíveis para utilização nas operações da Companhia, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. Portanto, são ativos financeiros com liquidez imediata classificados como caixa e equivalentes de caixa, conforme CPC 03 (R2) - Demonstrações de Fluxo de Caixa; e
- b) A variação no período decorre principalmente em função dos investimentos realizados pela Companhia e pelos movimentos gerados por empréstimos e financiamentos e debêntures, conforme demonstrados na nota explicativa nº 14.2 - Movimentação de empréstimos e financiamentos e nº 15.1 - Movimentação de debêntures.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), e a rentabilidade média ponderada da carteira, no período findo em 30 de setembro de 2024, equivale a 102,38% do CDI (102,53% em 31 de dezembro de 2023).

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 5 Aplicações financeiras

	30/09/2024	31/12/2023
<b>Circulante</b>		
<b>Fundos de investimentos (a)</b>		
Cotas de fundos de investimentos (b)	193.646	841.653
Cotas de fundos de investimento FIDC (c)	<u>9.687</u>	<u>13.551</u>
<b>Total</b>	<u><b>203.333</b></u>	<u><b>855.204</b></u>

- (a) Os Fundos de Investimentos representam operações de baixo risco em instituições financeiras de primeira linha e são compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures e CDBs, de acordo com a norma de aplicações da Companhia. Adicionalmente, a carteira de aplicações contém fundos, que são investimentos em cotas (FIC), administrados por instituições financeiras responsáveis por alocar os recursos em cotas de diversos fundos abertos. Logo, a Companhia não possui gestão e controle direto, tampouco participação relevante nesses fundos abertos (limite máximo de 10% do Patrimônio líquido) conforme CPC 36 (R3) / IFRS 10 – Demonstrações Consolidadas;
- (b) A variação no período decorre principalmente em função dos investimentos realizados pela Companhia e pelos movimentos gerados por empréstimos e financiamentos e debêntures, conforme demonstrados na nota explicativa nº 14.2 - Movimentação de empréstimos e financiamentos e nº 15.1 - Movimentação de debêntures; e
- (c) Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC), sendo parte de seus recursos utilizados na operação de antecipação de títulos a pagar a fornecedores do Grupo Equatorial, conforme descrito na nota explicativa nº 13.1 – Fornecedores – risco sacado;

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), e a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de setembro de 2024, equivale a 104,60% do CDI (103,60% em 31 de dezembro de 2023).

## 6 Contas a receber de clientes

### 6.1 Composição dos saldos

	30/09/2024				31/12/2023			
	A vencer	Vencidos		Total	A vencer	Vencidos		Total
		Até 90 dias	Mais de 90 dias			Até 90 dias	Mais de 90 dias	
Residencial	186.306	108.948	493.539	788.793	179.255	90.347	437.515	707.117
Industrial	8.969	3.756	27.193	39.918	8.339	3.134	57.578	69.051
Comercial	74.424	29.581	189.704	293.709	80.121	29.052	217.294	326.467
Rural	18.649	7.924	22.808	49.381	15.904	6.502	26.339	48.745
Poder público	14.420	1.340	8.577	24.337	13.052	1.337	13.400	27.789
Iluminação pública	9.457	361	21.658	31.476	9.595	684	39.768	50.047
Serviço Público	10.599	393	148	11.140	9.719	509	2	10.230
<b>Contas a receber de consumidores faturados</b>	<b>322.824</b>	<b>152.303</b>	<b>763.627</b>	<b>1.238.754</b>	<b>315.985</b>	<b>131.565</b>	<b>791.896</b>	<b>1.239.446</b>
Residencial	130.641	17.188	174.510	322.339	116.179	19.614	145.517	281.310
Industrial	5.349	447	9.749	15.545	5.555	328	9.377	15.260
Comercial	71.756	5.021	94.692	171.469	50.692	4.436	84.663	139.791
Rural	25.934	630	5.390	31.954	27.279	698	4.633	32.610
Poder público	67.061	202	254	67.517	67.194	44	59	67.297
Iluminação pública	55.043	654	4.511	60.208	62.320	501	4.431	67.252
Serviço Público	192	1	-	193	69	-	-	69
<b>Parcelamentos (a)</b>	<b>355.976</b>	<b>24.143</b>	<b>289.106</b>	<b>669.225</b>	<b>329.288</b>	<b>25.621</b>	<b>248.680</b>	<b>603.589</b>
<b>Contas a receber de consumidores não faturados (b)</b>	<b>233.483</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>233.483</b>	<b>239.773</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>239.773</b>
<b>Baixa renda (c)</b>	<b>12.343</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>12.343</b>	<b>10.783</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10.783</b>
<b>Outras (d)</b>	<b>135.811</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>135.811</b>	<b>7.541</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>7.541</b>
<b>Subtotal</b>	<b>1.060.437</b>	<b>176.446</b>	<b>1.052.733</b>	<b>2.289.616</b>	<b>903.370</b>	<b>157.186</b>	<b>1.040.576</b>	<b>2.101.132</b>
(-) PECLD	(65.821)	(35.542)	(989.166)	(1.090.529)	(75.396)	(32.906)	(878.297)	(986.599)
<b>Total contas a receber de clientes</b>	<b>994.616</b>	<b>140.904</b>	<b>63.567</b>	<b>1.199.087</b>	<b>827.974</b>	<b>124.280</b>	<b>162.279</b>	<b>1.114.533</b>
<b>Circulante</b>				<b>1.072.900</b>				970.078
<b>Não circulante</b>				<b>126.187</b>				144.455

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

- (a) Os parcelamentos são referentes às renegociações de faturas em atraso e possuem juros de até 1% a.m. Os valores apresentados do contas a receber referentes aos parcelamentos estão líquidos do ajuste a valor presente, reconhecido em 30 de setembro de 2024, no montante de R\$ 159.361 e (R\$ 169.388 em 31 de dezembro de 2023), resultando no reconhecimento líquido de R\$ 10.027 no resultado financeiro;
- (b) Corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores cujo faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura, onde, em alguns casos, são encerrados após o período de fechamento contábil. A variação refere-se, principalmente, ao consumo a menor por parte dos clientes (efeito mercado), alteração da alíquota de PIS/COFINS e fatura média dos clientes menor se comparado a 2023, sendo o grupo A o principal responsável;
- (c) O Governo Federal, por meio das Leis nº 12.212 e nº 10.438, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda; e
- (d) Correspondente aos saldos de juros moratórios, multas por autorregulação, por inadimplência e atrasos.

## 6.2 Perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa

	<u>31/12/2023</u>	<u>(Provisões)/ Reversões</u>	<u>Baixas (c)</u>	<u>30/09/2024</u>
Contas a receber de consumidores faturados	(682.085)	37.731	(2.425)	(646.779)
Parcelamentos	(280.467)	(29.940)	1.801	(308.606)
Contas a receber de consumidores não faturados	(6.474)	170	-	(6.304)
Outras (a)	(17.573)	(116.310)	5.043	(128.840)
<b>Total (b)</b>	<u>(986.599)</u>	<u>(108.349)</u>	<u>4.419</u>	<u>(1.090.529)</u>

- (a) A rubrica de outras perdas estimadas é composta, principalmente, por: multas sobre o consumo irregular, auto religação e inadimplência, conforme previsto na Resolução ANEEL nº 456 de 29 de novembro de 2000;
- (b) A movimentação líquida do período, gerou um complemento de provisão, no montante de R\$ 103.930, com impacto no resultado operacional, conforme notas explicativas nº 22 – Custo do serviço e despesas operacionais; e
- (c) Valores referentes à PECLD dos títulos vencidos há mais de 10 anos, que foram baixados do contas a receber.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de setembro de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

## 7 Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros

	31/12/2023	Constituição	Amortização	Atualização	Constituições com efeito caixa	Créditos de PIS/COFINS	30/09/2024
<b>Parcela A</b>							
CDE - Conta de desenvolvimento energético (a)	(26.903)	49.517	24.618	1.657	-	-	48.889
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	(16.265)	(2.142)	14.403	(860)	-	-	(4.864)
Rede básica	152.216	28.963	(86.623)	13.013	-	-	107.569
Compra de energia CVA (b)	(427.490)	(82.942)	211.325	(12.192)	-	-	(311.299)
ESS - Encargos do serviço do sistema (c)	41.474	27.252	(25.820)	5.823	-	-	48.729
Transp. Itaipú	13.953	(226)	(7.865)	1.142	-	-	7.004
(-) Repasses da Conta-Covid-Parcela A	(4.327)	-	3.678	-	-	-	(649)
	(267.342)	20.422	133.716	8.583	-	-	(104.621)
<b>Itens financeiros</b>							
Sobrecontratação de energia (d)	194.705	20.933	(82.508)	10.361	-	-	143.491
Neutralidade (e)	(57.802)	(29.523)	66.872	(1.909)	-	-	(22.362)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente	(39.451)	(23.497)	16.710	(1.662)	-	-	(47.900)
Compensação créditos PIS/COFINS (f)	14.334	-	284.110	(1.535)	-	(294.760)	2.149
Risco hidrológico	(179.267)	-	(12.332)	(7.854)	-	-	(199.453)
Empréstimo escassez hídrica	(64.907)	-	55.175	-	-	-	(9.732)
CDE Modicidade Tarifária – Empréstimo (g)	(18.553)	-	14.782	(1.816)	(26.988)	-	(32.575)
Outros (h)	103.669	(2.398)	(86.344)	(385)	(1.586)	-	12.956
	(47.272)	(34.485)	256.465	(4.800)	(28.574)	(294.760)	(153.426)
<b>Total</b>	(314.614)	(14.063)	390.181	3.783	(28.574)	(294.760)	(258.047)
<b>Circulante</b>							
Valores a receber	564.327						371.246
Valores a devolver	(671.029)						(593.674)
Efeito líquido ativo (passivo)	(106.702)						(222.428)
<b>Não circulante</b>							
Valores a receber	175.915						47.900
Valores a devolver	(383.827)						(83.519)
Efeito líquido ativo (passivo)	(207.912)						(35.619)
<b>Efeito líquido total</b>	(314.614)						(258.047)

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

- (a) O saldo foi afetado pelas seguintes variações: (i) constituição ativa da CVA de R\$ 49.517, devido o pagamento da cota mensal de CDE USO estar maior que a cobertura; (ii) o impacto da amortização positivo do componente financeiro desse item para esse período foi de R\$ 24.618;
- (b) O saldo desta conta reflete as seguintes movimentações: (i) Constituições positivas de R\$ 121.739, decorrentes dos custos associados ao efeito disponibilidade, ao risco hidrológico e à exposição financeira, que foram repassados às distribuidoras para atender ao mercado, e movimentações negativas totalizando R\$ 204.681, resultantes de custos com contratos de energia adquiridos em leilões, cujo valor foi inferior à cobertura tarifária, totalizando um movimento de constituição passiva de R\$ 82.942; e (ii) Um impacto positivo de R\$ 211.325 proveniente da amortização de componentes financeiros durante o período;
- (c) O ESS está relacionado ao pagamento de usinas térmicas despachadas, que operam com o preço de compra superior ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). O Operador Nacional do Sistema (ONS) aciona despachos das térmicas de forma a garantir a segurança energética do sistema. No processo tarifário da Companhia, o valor de previsão desse encargo concedido pela ANEEL foi para cobrir as despesas com Encargo de Energia Reserva, que tem se realizado acima da cobertura tarifária até o período findo 30 de setembro de 2024. Assim a conta de ESS resultou em uma constituição positiva de R\$ 27.252. O impacto negativo da amortização do componente financeiro desse item para o período foi de R\$ 25.820;
- (d) A constituição ativa da Sobrecontratação Energia com um valor de R\$ 20.933, e a amortização negativa subsequente de R\$ 82.508, indicam que houve um reconhecimento de custos superiores aos recebimentos no período inicial, seguido de uma amortização que reduziu parcialmente esse reconhecimento inicial. Estes movimentos refletem ajustes contábeis que alinham o valor contábil ao valor realizável no mercado, no qual a distribuidora comprou energia no Mercado de Curto Prazo da CCEE a um PLD médio de R\$ 94,57/MWh comparado com o preço médio de compra de R\$ 255,81/MWh. O resultado é uma posição financeira positiva que evidencia a capacidade da distribuidora em gerenciar riscos associados à volatilidade do mercado e otimizar o uso de seus recursos energéticos;
- (e) A neutralidade dos encargos é calculada a partir das diferenças mensais entre os valores faturados de cada item dos encargos setoriais durante o período de referência e os valores previstos no processo tarifário anterior, ajustados pela taxa SELIC, conforme regulamentação vigente. No período atual, foi registrada uma constituição negativa de R\$ 29.523 devido a essas diferenças. Adicionalmente, a amortização de componentes financeiros associados a esses encargos resultou em um impacto positivo de R\$ 66.872 para o período. Essa variação reflete os ajustes financeiros e coberturas tarifárias dos processos tarifários;
- (f) Deve-se à amortização dos valores oriundos de créditos decorrentes da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS, conforme previsto no Despacho nº 361, de 9 de fevereiro de 2021. Veja nota explicativa nº 19 – PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores;
- (g) Refere-se ao valor aportado pela Eletrobras ou por suas subsidiárias nos termos da Resolução CNPE nº 15, de 2021, repassados às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, nas contas correntes vinculadas ao repasse de Modicidade Tarifária da CDE, em 2024 o montante foi de R\$ 26.988. O impacto positivo da amortização do componente financeiro desse item para o exercício foi de R\$ 14.782; e
- (h) No componente Outros são considerados todos os saldos em amortização e em constituição dos demais componentes financeiros, onde destacamos: com efeito positivo os financeiros: (i) Reversão de Créditos Associados a REN 376 e 414 R\$ 3.761 e com efeitos negativos os financeiros: (ii) Recomposição Itaipu R\$ 62.306; (iii) Financeiro de Recálculo RTP 2021 - Parcela B R\$ 26.442; (iv) Garantia Financeira R\$ 841; (v) Ajuste de encargos de conexão R\$ 407; e (vi) Financeiro de Recálculo RTP 2021 - TFSEE R\$109.

No mês de novembro de 2023, ANEEL apurou o novo índice do Reajuste Tarifário Anual (RTA) da Companhia adequando suas despesas da Parcela A (custos não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão). As tarifas de aplicação da Companhia, constantes da Resolução Homologatória nº 3.283 de 14 de novembro de 2023, foram reajustadas em -1,41% (menos um vírgula quarenta e um por cento), correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, usuários e agentes supridos da distribuidora.

No período findo em 30 de setembro de 2024, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 34.708 (R\$ 17.370 em 31 de dezembro de 2023) de bandeira tarifária, apresentando um efeito de R\$ 18.534 (R\$ 1.568 em 31 de dezembro de 2023) obtidos por meio de bandeira tarifária via faturamento junto aos clientes e R\$ 16.174 (R\$ 15.802 em 31 de dezembro de 2023) recebendo via CCRBT. A bandeira tarifária foi criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e é administrada pela CCEE.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 8 Impostos e contribuições a recuperar

	30/09/2024	31/12/2023
<b>Circulante</b>		
ICMS a recuperar	46.561	42.701
PIS e COFINS	9.364	9.303
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	116.329	326.191
Outros	576	299
<b>Total circulante</b>	<b>172.830</b>	<b>378.494</b>
<b>Não circulante</b>		
ICMS a recuperar	110.636	116.041
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	329.424	225.752
<b>Total não circulante</b>	<b>440.060</b>	<b>341.793</b>
<b>Totais impostos e contribuições a recuperar</b>	<b>612.890</b>	<b>720.287</b>

- (a) A Companhia possui um ativo referente a PIS/COFINS a recuperar de R\$ 445.753 (R\$ 551.943 em 31 de dezembro de 2023), líquido de compensação com impostos federais, após publicação do Acórdão do julgamento do Recurso extraordinário julgado pelo Supremo Tribunal Federal (STF), e suportado pelo trânsito e julgado da ação, conforme nota explicativa nº 19 – PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores. Este saldo será realizado mediante compensação dos tributos federais PIS e COFINS.

## 9 Partes relacionadas

Em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia possui transações com partes relacionadas, principalmente dos contratos de compartilhamentos, prestação de serviços, compra e venda de imobilizado, entre outros, com as companhias descritas abaixo:

	30/09/2024		31/12/2023		30/09/2023	
	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)
<b>Outras contas a receber</b>						
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a) 1.114	2.638	1.228	4.714	-	-
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(a) 1.297	3.330	3.080	6.566	-	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a) 501	1.097	513	1.971	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a) 517	1.502	856	3.287	-	-
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(a) 162	323	95	365	-	-
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(a) 1.307	1.306	-	-	-	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a) 7	20	9	34	-	-
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a) 7	20	9	33	-	-
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a) 9	27	13	49	-	-
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a) 35	66	21	80	-	-
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a) 8	21	10	36	-	-
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a) 8	23	11	41	-	-
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(a) 8	24	11	43	-	-
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a) 15	39	15	57	-	-
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA	-	-	14	54	-	-
<b>Total</b>	<b>4.995</b>	<b>10.436</b>	<b>5.885</b>	<b>17.330</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Outros créditos a receber – Intercompany</b>						
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(b) -	-	2	-	-	-
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(b) -	-	3.810	-	-	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(b) -	-	729	-	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(b) -	-	456	-	-	-
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(b) 518	-	255	-	-	-
<b>Total</b>	<b>518</b>	<b>-</b>	<b>5.252</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Fornecedores</b>						
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(c) (251)	-	(424)	-	-	-
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(c) -	-	(80)	-	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(c) -	-	(231)	-	-	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(c) -	-	(116)	-	-	-
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(c) (1.162)	-	-	-	-	-
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(c) (174)	-	(12)	-	-	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(e) (205)	(1.258)	(221)	(1.308)	-	-
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(e) (180)	(1.288)	(201)	(1.182)	-	-
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(e) (263)	(1.877)	(307)	(1.678)	-	-
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(e) (474)	(3.589)	(524)	(3.115)	-	-
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(e) (218)	(1.549)	(243)	(1.439)	-	-
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(e) (271)	(1.916)	(302)	(1.779)	-	-
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(e) (186)	(1.308)	(193)	(1.238)	-	-
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(e) (300)	(2.220)	(348)	(1.989)	-	-
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA	(e) -	-	(216)	(1.905)	-	-
Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial (ICT)	(f) (1.871)	-	(11.304)	-	-	-
Equatorial Serviços S.A.	(g) (6.056)	(23.310)	(5.931)	(21.242)	-	-
Equatorial Telecomunicações S.A.	(d) (883)	(3.053)	(575)	(1.025)	-	-
<b>Total</b>	<b>(12.494)</b>	<b>(41.368)</b>	<b>(21.228)</b>	<b>(37.900)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

<b>Outras contas a pagar</b>					
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(5.179)	(13.407)	(4.857)	(12.339)
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(2.420)	(6.025)	(683)	(7.766)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(637)	(1.839)	(573)	(1.786)
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(979)	(2.227)	(585)	(2.386)
Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA)	(a)	(218)	(472)	(138)	(304)
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(1.800)	(1.801)	-	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a)	(4)	(9)	(3)	(3)
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a)	(5)	(21)	(7)	(15)
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a)	(5)	(7)	(1)	(2)
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a)	(93)	(350)	(138)	(239)
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a)	(4)	(10)	(4)	(4)
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a)	(4)	(6)	(1)	(1)
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(a)	(4)	(13)	(9)	(10)
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a)	(8)	(21)	(6)	(7)
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA		-	-	(26)	(28)
<b>Controladora indireta</b>					
Equatorial S.A.	(h)	(17.207)	(32.037)	(10.878)	(26.216)
<b>Total</b>		<b>(28.567)</b>	<b>(58.245)</b>	<b>(17.909)</b>	<b>(51.106)</b>

		30/09/2024		31/12/2023	
		Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
<b>Investimentos em serviço – (bens em comodato)</b>					
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>					
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(i)	-	-	205	(205)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(j)	114	(114)	118	(118)

- (a) Valores referentes aos contratos de compartilhamento que abrangem os contratos de infraestrutura relacionados ao uso do sistema de transmissão e recursos humanos, após validação dos cálculos pelo órgão regulador ANEEL;
- (b) Os valores são provenientes da venda de materiais;
- (c) Os valores são provenientes da compra de materiais;
- (d) Saldos referentes a serviços de fornecimento de internet pela Equatorial Telecomunicações S.A.;
- (e) Valores referem-se a serviços prestados pelas transmissoras de energia, por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST);
- (f) Os valores com o Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial (ICT) referem-se a projetos de P&D e PEE, de gestão corporativa. Adicionalmente, a Companhia reconheceu despesas de doações realizadas para o Instituto no montante de R\$ 2.861;
- (g) Os valores com a Equatorial Serviços S.A. são provenientes do contrato de *call center*, administrativos e despesas incorridas, com prazo de duração indeterminados;
- (h) Em 16 de setembro de 2022, foi assinado Instrumento Particular de Remuneração pela Prestação de Garantia Corporativa (fiança/aval), entre a CEEE-D (Contratante) e a Equatorial S.A. (Contratada), com o objetivo de remunerar as garantias prestadas sob forma de fiança/aval em contratos. A prestação da garantia, terá uma remuneração equivalente a 1% (um por cento) ao ano, pro rata, incidente sobre o saldo devedor do título ou contrato garantido;
- (i) Relação de ativos cedidos em comodato, da Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. para a CEEE-D, de forma não onerosa pelo prazo de 12 (doze) meses conforme descrito no Termo de Comodato e cuja devolução ocorreu em 2024; e
- (j) Relação de ativos cedidos em comodato, da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. para a CEEE-D, de forma não onerosa pelo prazo de 24 (vinte e quatro) meses conforme descrito no Termo de Comodato, podendo sua devolução acontecer antes a critério das partes.

## 9.1 Remuneração de pessoal-chave da Administração

O pessoal-chave da Administração, Conselho de Administração, o Presidente e Diretores, incluindo o Conselho Fiscal e Comitê de Auditoria. A remuneração anual total foi fixada em até R\$ 5.400 (R\$ 5.200 em 31 de dezembro de 2023), conforme Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 29 de abril de 2024.

Os diretores da Companhia não mantêm nenhuma operação de empréstimos, adiantamentos e outros com a Companhia, além dos seus serviços normais.

Em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia não possui para suas pessoas chave da Administração remuneração na categoria de benefícios de rescisão de contrato de trabalho.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

Os benefícios pós-empregos estão descritos na nota explicativa nº 25 – Benefício pós-emprego e referem-se aos planos de benefícios de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social. Os diretores executivos possuem o benefício de plano de Pagamento Baseado em Ações. As datas de vencimento e os preços de exercício das opções de compra de ações pelos diretores executivos e detalhes adicionais do plano estão apresentados na nota explicativa nº 20.2 – Plano de opção de compra de ações.

Proporção de cada elemento na remuneração total paga, referente ao período findo em 30 de setembro de 2024:

	30/09/2024	%
<b>Remuneração fixa anual</b>	<b>1.647</b>	<b>61%</b>
Salário ou Pró-labore	1.612	60%
Benefícios diretos e indiretos	35	1%
<b>Remuneração variável</b>	<b>863</b>	<b>32%</b>
<b>Remuneração baseada em ações</b>	<b>195</b>	<b>7%</b>
<b>Valor total da remuneração por órgão</b>	<b>2.705</b>	<b>100%</b>

## 9.2 Garantias

A Equatorial S.A., controladora indireta da Companhia, presta garantia como avalista ou fiadora da Companhia, com ônus (\*), nos contratos de empréstimos, financiamento, debêntures e, sem ônus nas apólices de seguros, conforme abaixo listados:

Instituição	Valor contratado (*)	% do aval	Início	Término	Valor liberado	30/09/2024 (a)
1ª Emissão de Debêntures 1ª Série	1.200.000	100	19/08/2021	15/08/2026	1.200.000	602.333
1ª Emissão de Debêntures 2ª Série	300.000	100	19/08/2021	15/09/2029	300.000	359.797
1ª Nota Comercial	400.000	100	17/10/2022	14/10/2027	400.000	421.795
2ª Emissão de Debêntures 1ª Série	250.000	100	23/12/2022	15/12/2029	250.000	275.812
Citibank	583.800	100	30/06/2023	27/01/2027	583.800	665.513
Bank of América	233.760	100	06/07/2023	29/01/2027	233.760	266.894
3ª Emissão de Debêntures Série Única	180.000	100	09/08/2023	15/07/2030	180.000	190.598
BNDES 21/22/23	200.000	100	27/09/2023	15/12/2036	200.000	192.960
4ª Emissão de Debêntures Série Única	1.000.000	100	20/12/2023	11/12/2029	1.000.000	1.033.582
5ª Emissão de Debêntures Série Única	250.000	100	19/06/2024	15/05/2036	250.000	246.604
6ª Emissão de Debêntures Série Única	500.000	100	09/08/2024	05/08/2030	500.000	506.324
Apólices de Seguros	463.933	100	01/10/2021	31/08/2029	N/A	N/A
<b>Total</b>	<b>5.561.493</b>				<b>5.097.560</b>	<b>4.762.212</b>

(\*) Referente a remuneração dos avalistas em 1% a.a. sobre o saldo devedor.

- (a) Os valores atualizados de debêntures, empréstimos e financiamentos, estão líquidos de custo de captação.

## 10 Ativo financeiro da concessão

A movimentação dos saldos referentes ao ativo financeiro da concessão está conforme a seguir demonstrada:

	31/12/2023	Atualização do ativo financeiro (a)	Transferência - Ativos de contrato (b)	Baixas (d)	30/09/2024
Ativo financeiro	787.369	31.522	83.030	(1.882)	900.039
Obrigações especiais (c)	(177.973)	(6.789)	-	-	(184.762)
<b>Total ativo financeiro da concessão</b>	<b>609.396</b>	<b>24.733</b>	<b>83.030</b>	<b>(1.882)</b>	<b>715.277</b>

- a) Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização pelo IPCA, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizados pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Maiores informações na nota explicativa nº 21 – Receita operacional líquida;
- b) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o ativo financeiro da concessão;
- c) Obrigações especiais representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica; e
- d) Valores correspondentes as baixas dos ativos vinculados a infraestrutura.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

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

## 11 Intangível

O ativo intangível está constituído conforme a seguir demonstrado:

	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	30/09/2024			
		Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço	4,11%	4.919.889	(2.319.800)	(186.990)	2.413.099
Total		4.919.889	(2.319.800)	(186.990)	2.413.099

	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	31/12/2023			
		Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço	4,11%	4.661.243	(2.285.165)	(187.364)	2.188.714
Total		4.661.243	(2.285.165)	(187.364)	2.188.714

O ativo intangível é composto pelo direito de uso dos bens vinculados ao contrato de serviço de concessão amortizáveis pela vida útil do bem e limitado à data do contrato de concessão até julho de 2045, conforme ICPC 01(R1)/IFRIC 12 – Contratos de concessão.

### 11.1 Movimentação do ativo intangível

	31/12/2023	Adições	Baixas (c)	Transferências Ativo de contrato (a)	30/09/2024
Em serviço	4.661.243	-	(101.642)	360.288	4.919.889
(-) Amortização	(2.285.165)	(116.929)	82.294	-	(2.319.800)
Total em serviço	2.376.078	(116.929)	(19.348)	360.288	2.600.089
Obrigações especiais (b)	(293.504)	-	-	(7.786)	(301.290)
(-) Amortização	106.140	8.160	-	-	114.300
Total em obrigações especiais	(187.364)	8.160	-	(7.786)	(186.990)
Total	2.188.714	(108.769)	(19.348)	352.502	2.413.099

- (a) Corresponde às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão;
- (b) Obrigações especiais representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica; e
- (c) O montante de R\$ 101.642 refere-se à baixa de bens desativados que, em decorrência do fim da sua vida útil, a Companhia não tem expectativa de obter benefícios econômicos futuros pela utilização ou alienação desses bens.

### 11.2 Avaliação de *impairment*

A Companhia realizou o teste de valor recuperável em 31 de dezembro de 2023 e considerou, entre outros fatores, a existência de prejuízos acumulados, quando efetuou revisão para identificar indicativos de perda por redução ao valor recuperável. Como resultado dessa análise, a Administração concluiu sobre a não necessidade de reconhecimento de provisão para redução ao valor recuperável. A revisão é realizada anualmente, na mesma data-base.

A Companhia vem acompanhando os indicativos de perda por redução ao valor recuperável desde a última análise no exercício anterior e, para o período findo em 30 de setembro de 2024, não foram identificadas situações que exigissem novas análises.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 12 Ativos de contrato

A movimentação dos ativos de contrato está conforme a seguir demonstrado:

	31/12/2023	Adições (c)	Transferências (b)		30/09/2024
			Ativo intangível	Ativo financeiro	
Ativos de contrato	1.265.564	635.898	(360.288)	(83.030)	1.458.144
(-) Provisão para perda de estoque	(110.465)	(70.896)	-	-	(181.361)
Obrigações especiais (a)	(93.552)	(7.786)	7.786	-	(93.552)
<b>Total</b>	<b>1.061.547</b>	<b>557.216</b>	<b>(352.502)</b>	<b>(83.030)</b>	<b>1.183.231</b>

- (a) Obrigações especiais representam, substancialmente, recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica;
- (b) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão; e
- (c) O montante de R\$ 557.216 refere-se às adições líquidas dos ativos de contrato reconhecidas no período. Deste total, R\$ 556.386 impactaram o Caixa da Companhia e, conforme nota explicativa nº 27.1 – Transações que não afetam caixa, R\$ 17.997 refere-se às adições em contrapartida de fornecedores, R\$ 44.287 refere-se às adições em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas, R\$ 9.442 refere-se à capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis de acordo com as regras do CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos, ver informações na nota explicativa nº 14 – Empréstimos e financiamentos; e R\$ 70.896 refere-se a provisão para perda de obras e estoque. Do total provisionado para perdas de estoques, R\$ 19.997 referem-se a materiais elétricos avariados resultado dos eventos climáticos, conforme nota explicativa nº 1.2 – Eventos Climáticos, e R\$ 7.234 refere-se a materiais não elétricos.

A Companhia avaliou e concluiu como baixo o risco de não recebimento e perda associada aos ativos de contrato, pois os mesmos serão remunerados, a partir da entrada em serviço, (i) por meio do incremento da tarifa cobrada dos clientes, através dos ciclos de Revisão Tarifária Periódica, compondo a receita de tarifa faturada aos consumidores, ou ainda (ii) pelo direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Dessa forma, não foi identificado nenhum indicativo de perda ao valor recuperável do ativo, e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi constituída no período, findo em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023. Os valores dos bens em construção estão sujeitos à fiscalização da ANEEL.

## 13 Fornecedores

	30/09/2024	31/12/2023
Suprimento de energia elétrica (a)	285.807	356.151
Encargos de uso da rede elétrica (b)	243.000	109.133
Materiais e serviços (c)	139.254	103.995
Partes relacionadas – nota explicativa nº 9	12.494	21.228
<b>Total</b>	<b>680.555</b>	<b>590.507</b>

- a) O saldo de 30 de setembro de 2024 teve uma redução de R\$ 70.344 em relação a 31 de dezembro de 2023. A principal variável para essa diminuição foi a redução do saldo de Recomposição da Conta Itaipu, com impacto de R\$ 61.585, acrescido da redução nos custos com os contratos de energia em R\$ 30.589 e aumento das despesas no Mercado de Curto Prazo em 21.830;
- b) O saldo em 30 de setembro de 2024 apresentou um aumento de R\$ 133.867 em relação a 31 de dezembro de 2023, impactado pela Flexibilização das Regras em razão da calamidade pública no Rio Grande do Sul, conforme estabelecido pela REN Aneel nº 1.092, de 14 de maio de 2024. A resolução instituiu a suspensão por 90 dias dos pagamentos de Encargos Setoriais, como CDE, PROINFA e Taxa de Fiscalização. Com o adiamento dos pagamentos em conformidade com a norma, o saldo foi afetado neste trimestre; e
- c) A composição deve-se, substancialmente, a despesas de fornecedores de materiais e serviços, atinentes ao custeio operacional da Companhia no decorrer do período em referência. A variação ocorreu principalmente pelo aumento no consumo de materiais, atribuída em grande parte ao projeto de modernização do sistema elétrico.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 13.1 Fornecedores – Risco sacado

A Companhia, em consonância com as melhores práticas de governança e transparência, visando atender às sugestões emitidas pela Superintendência de Normas Contábeis e de Auditoria (SNC) e pela Superintendência de Relações com Empresas (SEP) da CVM, no Ofício Circular 01/22 e anteriores, decidiu apresentar de forma segregada do saldo de Fornecedores (nota explicativa nº 13) os valores relacionados às operações de risco sacado, apesar de manter a essência de uma transação mercantil.

A Companhia possui operação de risco sacado com seus fornecedores, com a participação de uma instituição financeira (atualmente através de um FIDC), onde o fornecedor tem a opção de antecipar seus recebíveis relacionados às compras de bens e serviços realizadas pela Companhia. Ressalta-se que não existe extensão do prazo. A Companhia não possui operações de risco sacado com saldo vencido e o fechamento da operação entre a instituição financeira e o fornecedor fica a livre critério deste último, sem participação da Companhia.

Em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, a Companhia apresentou R\$ 25.061 e R\$ 32.853, respectivamente, em valores de fornecedores – risco sacado, com risco de liquidez máximo de 62 dias em 30 de setembro de 2024 (49 dias em 31 de dezembro de 2023).

## 14 Empréstimos e financiamentos

### 14.1 Composição do saldo

	Custo da dívida(% a.a.)	Garantias	30/09/2024			31/12/2023		
			Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
<b>Moeda estrangeira (US\$)</b>								
Bank Of America (BOFA) (a)	CDI + 1,8475%	Aval/Fiança	4.161	262.733	266.894	7.705	232.166	239.871
Sumitomo Mitsui Banking Corporation (SMBC) (a)	CDI + 1,45%	Aval/Fiança	-	-	-	234.023	-	234.023
Banco Citibank (a)	CDI + 1,85%	Aval/Fiança	12.341	653.172	665.513	22.451	580.956	603.407
<b>Total moeda estrangeira US\$</b>			<b>16.502</b>	<b>915.905</b>	<b>932.407</b>	264.179	813.122	1.077.301
<b>Moeda nacional</b>								
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	IPCA + 7,38%	Aval/Fiança + Conta reserva + Recebíveis	16.617	180.679	197.296	18.489	186.069	204.558
Notas Comerciais	CDI + 1,40%	Aval/Fiança	21.795	400.000	421.795	10.566	400.000	410.566
<b>Subtotal</b>			<b>38.412</b>	<b>580.679</b>	<b>619.091</b>	29.055	586.069	615.124
Custo de captação			(354)	(3.982)	(4.336)	(355)	(4.247)	(4.602)
Total moeda nacional			<b>38.058</b>	<b>576.697</b>	<b>614.755</b>	28.700	581.822	610.522
<b>Total empréstimos e financiamentos</b>			<b>54.560</b>	<b>1.492.602</b>	<b>1.547.162</b>	292.879	1.394.944	1.687.823

(a) Considera-se no custo da dívida do *Bank Of America, Sumitomo Mitsui Banking Corporation e Banco Citibank*, o custo da ponta passiva do *swap*.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 14.2 Movimentação de empréstimos e financiamentos

A movimentação da conta de empréstimos e financiamentos está conforme a seguir demonstrada:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira (US\$)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>	28.700	581.822	264.179	813.122	1.687.823
Encargos	46.841	-	56.011	-	102.852
Variação monetária e cambial	890	6.140	31.150	102.783	140.963
Transferências	11.265	(11.265)	-	-	-
Amortizações de principal	(11.866)	-	(263.236)	-	(275.102)
Pagamentos de juros	(38.038)	-	(71.602)	-	(109.640)
Custo de captação (a)	266	-	-	-	266
<b>Saldos em 30 de setembro de 2024</b>	<b>38.058</b>	<b>576.697</b>	<b>16.502</b>	<b>915.905</b>	<b>1.547.162</b>

(a) Refere-se a movimentação do custo de transação/captação, quando positivo significa amortização e quando negativo adição.

## 14.3 Cronograma de amortização da dívida

Em 30 de setembro de 2024, as parcelas relativas aos empréstimos e financiamentos apresentavam os seguintes vencimentos:

Vencimento	30/09/2024	
	Valor	%
<b>Circulante</b>	<b>54.560</b>	<b>4%</b>
2025	4.015	0%
2026	81.378	5%
2027	1.266.648	82%
2028	16.060	1%
De 2029 até 2036	128.483	8%
<b>Subtotal</b>	<b>1.496.584</b>	<b>96%</b>
Custo de captação (não circulante)	(3.982)	0%
<b>Não circulante</b>	<b>1.492.602</b>	<b>96%</b>
<b>Total</b>	<b>1.547.162</b>	<b>100%</b>

## 14.4 Covenants dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia possuem garantias fidejussórias e *covenants* não financeiros e financeiros (apurados por seu controlador final, Equatorial S.A), cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de empréstimos e financiamentos da Companhia:

<i>Covenants</i> empréstimos	Bank of America	Nota Comercial	Citibank
1º Dívida líquida/EBITDA: <= 4,5	3,6	3,6	3,6

Os indicadores acima obedecem fidedignamente aos conceitos de dívida líquida contratual e EBITDA contratual, conforme conceitos acordados e expressos nos documentos contratuais. Estas informações visam unicamente dar conhecimento acerca dos indicadores apurados em conformidade com as definições acordadas.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

No período findo em 30 de setembro de 2024, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

Adicionalmente aos indicadores mencionados acima, a Companhia possui *covenants* financeiros junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) cuja apuração é anual, sujeito a relatório de asseguração limitada por auditoria independente, que deve ser entregue até 31 de maio do ano subsequente, portanto, após a divulgação das demonstrações contábeis da Companhia. No exercício findo em 31 de dezembro de 2023, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

## 15 Debêntures

### 15.1 Movimentação de debêntures

A movimentação das debêntures do período está conforme a seguir demonstrada:

	<u>Passivo circulante</u>	<u>Passivo não circulante</u>	<u>Total</u>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2023</b>	<u>359.257</u>	<u>2.380.295</u>	<u>2.739.552</u>
Ingressos	-	750.000	750.000
Encargos	218.866	-	218.866
Transferências	296.927	(296.927)	-
Amortização de principal	(300.000)	-	(300.000)
Pagamento de juros	(210.611)	-	(210.611)
Variação monetária e cambial	-	27.281	27.281
Custo de captação (a)	1.641	(11.679)	(10.038)
<b>Saldos em 30 de setembro de 2024</b>	<u><u>366.080</u></u>	<u><u>2.848.970</u></u>	<u><u>3.215.050</u></u>

(a) Refere-se a movimentação do custo de transação/captação, quando positivo significa amortização e quando negativo adição.

### 15.2 Ingressos

<u>Emissão</u>	<u>Ingresso</u>	<u>Data do Ingresso</u>	<u>Pagamento de Juros</u>	<u>Amortização</u>	<u>Destinação de Recurso</u>	<u>Encargo Financeiro (a.a.)</u>	<u>Taxa Efetiva com Derivativo (a.a.)</u>
5ª Emissão Debêntures - Série Única	250.000	Jun-24	Semestral	Anual após carência	Investimento	IPCA + 6,5596%	CDI + 0,29%
6ª Emissão Debêntures - Série Única	500.000	Ago-24	Semestral	Anual após carência	Capital de Giro	CDI + 1,05%	Não se aplica
<b>Total</b>	<b>750.000</b>						

### 15.3 Cronograma de amortização da dívida

As parcelas relativas às debêntures e os seus vencimentos estão programados conforme descrito a seguir:

	<u>30/09/2024</u>	
	<u>Valor</u>	<u>%</u>
<b>Vencimento Circulante</b>	<u>366.080</u>	<u>11%</u>
2026	300.000	9%
2027	200.000	7%
2028	745.516	24%
De 2029 até 2036	<u>1.621.819</u>	<u>50%</u>
<b>Subtotal</b>	<u>2.867.335</u>	<u>90%</u>
Custo de captação (Não circulante)	(18.365)	(1)%
Total Não circulante	<u>2.848.970</u>	<u>89%</u>
<b>Total debêntures</b>	<u><u>3.215.050</u></u>	<u><u>100%</u></u>

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 15.4 Características das debêntures

Emissão	Característica	Série	Garantias	Valor da Emissão	Custo Nominal	Data da Emissão	Venc. Final	Passivo circulante	Passivo não circulante	30/09/2024
										Saldo líquido do custo de captação
1ª	(1)/(3)/(4)/(6)	1ª	Aval/Fiança	1.200.000	CDI + 1,5% a.a.	ago/21	ago/26	307.434	294.899	602.333
1ª (a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	2ª	Aval/Fiança	300.000	IPCA + 5,4% a.a.	ago/21	set/29	2.414	357.383	359.797
2ª (b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	1ª	Aval/Fiança	250.000	CDI + 1,08% a.a.	dez/22	dez/29	5.611	270.201	275.812
3ª	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	180.000	IPCA + 6,50% a.a.	ago/23	jul/30	2.601	187.997	190.598
4ª	(1)/(3)/(4)/(6)	Única	Aval/Fiança	1.000.000	CDI + 1,65% a.a.	dez/23	dez/29	36.257	997.325	1.033.582
5ª (b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	250.000	CDI + 0,29% a.a.	jun/24	mai/36	3.856	242.748	246.604
6ª	(1)/(3)/(4)/(6)	Única	Aval/Fiança	500.000	CDI + 1,05% a.a.	ago/24	ago/30	7.907	498.417	506.324
								<b>366.080</b>	<b>2.848.970</b>	<b>3.215.050</b>

- (1) Emissão pública de debêntures simples  
(3) Não conversíveis em ações  
(4) Espécie Quirografia  
(5) Debêntures Incentivadas  
(6) Garantia Fidejussória

- (a) A totalidade dos recursos obtidos foram aplicados em conformidade com a escritura; e  
(b) Considera-se no custo da 2ª Debêntures, 1ª série e 5ª Debêntures, série única, o custo da ponta passiva do swap.

## 15.5 Covenants das debêntures

As debêntures contratadas pela Companhia possuem garantias reais e *covenants* não financeiros e financeiros (apurados por seu controlador final, Equatorial S.A), cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos.

Abaixo estão apresentados os *covenants* financeiros presentes nos contratos de debêntures da Companhia:

	1ª	2ª	3ª	4ª	5ª	6ª
<i>Covenants</i> debêntures	debêntures	debêntures	debêntures	debêntures	debêntures	debêntures
1ª Dívida líquida/EBITDA: <= 4,5	3,6	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2

Os indicadores acima, obedecem fidedignamente aos conceitos de dívida líquida contratual e EBITDA contratual, conforme conceitos acordados e expressos nos documentos contratuais. Estas informações visam unicamente dar conhecimento acerca dos indicadores apurados em conformidade com as definições ora acordadas.

No período findo em 30 de setembro de 2024, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
 Período findo em 30 de setembro de 2024  
 (Valores expressos em milhares de reais)

## 16 Impostos e contribuições a recolher

	<u>30/09/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
<b>Circulante</b>		
ICMS	13.928	30.103
ICMS parcelamento (a)	112.209	105.990
PIS e COFINS	17.649	132.312
Parcelamento Federal	12.628	942
ISS	4.012	4.135
Outros	26.349	9.113
<b>Subtotal</b>	<u>186.775</u>	<u>282.595</u>
<b>Não circulante</b>		
ICMS parcelamento (a)	2.591.670	2.522.099
Parcelamento Federal	30.526	-
<b>Subtotal</b>	<u>2.622.196</u>	<u>2.522.099</u>
<b>Total</b>	<u>2.808.971</u>	<u>2.804.694</u>

- (a) De acordo com o Instrumento Particular de Assunção de Obrigação de Pagamento de Dívidas e Outras Avenças, assinado em 07 de dezembro de 2020, a CEEE-D cedeu e transferiu à sua controladora, a CEEE-Par, a assunção da obrigação do débito tributário relativo a ICMS, no montante de R\$ 2.778.735. A operação se deu mediante capitalização pela CEEE-Par, na CEEE-D, dos créditos decorrentes dessa obrigação, que em decorrência da assunção da obrigação de pagamento, será considerado integralmente quitado no montante anteriormente considerado. Do saldo remanescente, R\$ 58.529, refere-se a parcelamentos ordinários, e R\$ 2.645.350 refere-se ao parcelamento realizado junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do Sul – SEFAZ/RS, nos termos do Decreto nº 55.577/2020 (Programa “REFAZ Energia Elétrica”), cujo pagamento foi dividido em 180 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC e, conforme previsto no inciso IV do art. 4º, há possibilidade de redução de 60% dos juros e multa condicionada a quitação total ou parcial do débito. Os descontos possíveis estão demonstrados na tabela abaixo:

	<u>Parcelamentos sem descontos</u>	<u>Descontos</u>	<u>Parcelamentos com descontos</u>
Principal	1.464.504	-	1.464.504
Multa	389.816	(233.890)	155.926
Juros	791.030	(474.618)	316.412
<b>Total</b>	<u>2.645.350</u>	<u>(708.508)</u>	<u>1.936.842</u>

### Expectativa de ICMS parcelamento a recolher

	<u>30/09/2024</u>	
	<u>Valor</u>	<u>%</u>
Circulante	<u>112.209</u>	<u>4%</u>
2025	33.224	1%
2026	126.515	5%
2027	109.792	4%
De 2028 até 2035	<u>2.322.139</u>	<u>86%</u>
Não circulante	<u>2.591.670</u>	<u>96%</u>
<b>Total</b>	<u>2.703.879</u>	<u>100%</u>

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 17 Impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos

### 17.1 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa do imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e da contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) debitada em resultado, nos períodos findos em 30 de setembro de 2024 e 2023, está demonstrada a seguir:

	30/09/2024		30/09/2023	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
<b>Prejuízo contábil antes do IRPJ e da CSLL</b>	<b>(365.320)</b>	<b>(365.320)</b>	<b>(220.604)</b>	<b>(220.604)</b>
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal	<b>91.330</b>	<b>32.879</b>	<b>55.151</b>	<b>19.854</b>
<b>Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro</b>				
Outras adições (reversões) permanentes	20.281	7.293	(3.665)	(1.330)
Parcelamento IRPJ/CSLL (anos anteriores)	36.022	12.968	-	-
Adições (reversões) de ativos fiscais não reconhecidos	(111.611)	(40.173)	(51.486)	(18.524)
<b>IRPJ e CSLL correntes/diferido no resultado (a)</b>	<b>36.022</b>	<b>12.967</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Alíquota efetiva com ativo fiscal diferido	10%	4%	0%	0%
Imposto Corrente	-	-	-	-
Imposto Diferido	<b>36.022</b>	<b>12.967</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

- (a) A Companhia aderiu ao parcelamento da autorregularização incentivada, instituído pela Lei nº 14.740, de 29 de novembro de 2023. Este programa oferece condições especiais para regularização de pendências tributárias, permitindo à Companhia quitar seus débitos de forma parcelada e com benefícios fiscais. A Companhia optou por utilizar o crédito prejuízo fiscal e base negativa para abatimento de 50% no parcelamento de outros tributos federais conforme estabelecido pela Lei.

### 17.2 Impostos diferidos não reconhecidos

A Companhia não constituiu impostos diferidos sobre base negativa e prejuízos fiscais pois está em fase de afirmação do período de *turnaround* e, conseqüentemente, aguardando a confirmação das projeções elaboradas pela Administração em relação a expectativa de lucros futuros tributáveis.

Em 30 de setembro de 2024, a Companhia apresentou o saldo de R\$ 2.797.421 (R\$ 2.645.637 em 31 de dezembro de 2023) a realizar de impostos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social.

	30/09/2024		31/12/2023	
	Valor	Efeito Tributário	Valor	Efeito Tributário
Prejuízos fiscais acumulados	7.834.660	1.958.665	7.437.242	1.859.311
Base negativa de CSLL	7.837.979	705.418	7.440.608	669.655
Diferenças temporárias	392.169	133.338	343.151	116.671
<b>Total</b>	<b>16.064.808</b>	<b>2.797.421</b>	<b>15.221.001</b>	<b>2.645.637</b>

Não há prazo de validade para uso dos saldos de prejuízos fiscais e bases negativas, porém, o uso desses prejuízos acumulados de anos anteriores é limitado a 30% dos lucros anuais.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 18 Provisão para riscos judiciais e depósitos judiciais

A Companhia é parte (polo passivo) em ações judiciais e processos administrativos perante tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das suas operações, envolvendo questões fiscais, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos. A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos, análise das demandas judiciais pendentes e, quanto às ações trabalhistas, com base nas experiências anteriores referentes às quantias reivindicadas, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as prováveis perdas estimadas com as ações em curso, conforme a seguir demonstrado:

	30/09/2024		31/12/2023	
	Provisão	Depósitos Judiciais	Provisão	Depósitos Judiciais
Cíveis	366.804	7.019	361.485	13.378
Fiscais	584	701	547	639
Trabalhistas	463.493	225.166	434.418	216.588
Regulatórias	69.440	-	68.164	-
Ambiental	35.965	-	33.554	-
<b>Total</b>	<b>936.286</b>	<b>232.886</b>	<b>898.168</b>	<b>230.605</b>
Circulante	441.379	4.712	407.326	4.714
Não circulante	494.907	228.174	490.842	225.891

### 18.1 Movimentação dos riscos no período

	31/12/2023		30/09/2024			Saldo final
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	
Cíveis (i)	361.485	25.440	(19.882)	(17.409)	17.170	366.804
Fiscais	547	1	(1)	-	37	584
Trabalhistas (ii)	434.418	84.231	(69.410)	(49.964)	64.218	463.493
Regulatórios	68.164	-	(11.005)	-	12.281	69.440
Ambiental	33.554	200	(4)	-	2.215	35.965
<b>Total contingências</b>	<b>898.168</b>	<b>109.872</b>	<b>(100.302)</b>	<b>(67.373)</b>	<b>95.921</b>	<b>936.286</b>

- (1) Gastos efetivos (pagamentos) com contingências judiciais;  
(2) Reversões realizadas no período; e  
(3) Atualizações monetárias mensais pelo INPC acrescido de 1% da taxa Selic.

A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico.

No período findo em 30 de setembro de 2024, as provisões foram revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Adicionalmente, a Companhia possui processos em andamento, cuja probabilidade de perda foi estimada como possível, não requerendo a constituição de provisão. O total dos referidos processos está demonstrado abaixo:

	30/09/2024	31/12/2023
Cíveis i)	108.370	109.858
Fiscais	107.217	95.426
Trabalhistas ii)	5.922	4.682
<b>Total</b>	<b>221.509</b>	<b>209.966</b>

Dentre os processos relevantes cujo risco de perda é considerado provável e possível destacamos:

## **Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D**

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

### **i) Cíveis**

A Companhia figura como ré em 10.901 processos cíveis em 30 de setembro de 2024 (9.771 em 31 de dezembro de 2023), os quais, em sua grande maioria, referem-se ações indenizatórias questionando acidentes com a rede de distribuição, repetição do indébito por má-classificação tarifária, falha no fornecimento, morte por descarga elétrica (eletroplessão) ou danos decorrentes da rescisão de contratos com fornecedores. Esses processos são avaliados como prováveis, no montante de R\$ 366.804 (R\$ 361.485 em 31 de dezembro de 2023).

Dentre as provisões constituídas para processos com expectativa de perda provável, destaca-se a ação indenizatória movida por Banco Máxima em face da CEEE-D, buscando indenização por danos emergentes e lucros cessantes em decorrência de resgate forçado de debêntures conversíveis em ações, no montante de R\$ 238.173 (R\$ 223.253 em 31 de dezembro de 2023). Atualmente o processo está em fase de liquidação de sentença, a fim de aferir eventual prejuízo sofrido pelo Banco em decorrência dos danos emergentes, eis que o pedido de lucros cessantes foi julgado improcedente, já com trânsito em julgado.

Além dos processos provisionados, existem outros processos cíveis cuja possibilidade de perda em 30 de setembro de 2024 é avaliada como possível pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, no montante de R\$ 108.370 (R\$ 109.858 em 31 de dezembro de 2023) para as quais não foi constituída provisão. Desse montante, destaca-se o processo que envolve ação indenizatória movida pelo Banco Dimensão em face da CEEE-D, buscando indenização por danos emergentes e lucros cessantes em decorrência de resgate forçado de debêntures conversíveis em ações, no montante de R\$ 66.845 (R\$ 63.645 em 31 de dezembro de 2023). O processo foi julgado procedente, dando origem ao ingresso de Ação Rescisória por parte da CEEE-D, o qual está em trâmite.

### **ii) Trabalhistas**

O passivo trabalhista, em 30 de setembro de 2024, é composto por 7.224 reclamações ajuizadas (6.836 reclamações ajuizadas em 31 de dezembro de 2023) por ex-empregados contra a Companhia, com pedidos que variam entre horas extras, periculosidade, equiparação e/ou reenquadramento salarial, entre outros, assim como por ações movidas por ex-empregados de empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), que pleiteiam, em sua maioria, verbas rescisórias. Esses processos são avaliados como prováveis, no montante de R\$ 463.493 (R\$ 434.418 em 31 de dezembro de 2023).

Dentre as provisões constituídas para processos com expectativa de perda provável, destacam-se as ações coletivas movidas pelo Sindicato dos eletricitários, o SENERGISUL, representante da categoria majoritária, que discutem os seguintes assuntos: reajuste de 2,01% de ex-autárquicos, bônus alimentação, complementação de pensão de ex-autárquicos, reembolso de plano de saúde e integração da gratificação após-férias, no montante de R\$ 36.589 (R\$ 34.522 em 31 de dezembro de 2023).

Existem outros processos trabalhistas cuja possibilidade de perda em 30 de setembro de 2024 é avaliada como possível pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, no montante de R\$ 5.922 (R\$ 4.682 em 31 de dezembro de 2023) para as quais não foi constituída provisão.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 19 PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

Em março de 2017, o Supremo Tribunal Federal (STF) publicou o Acórdão do julgamento do Recurso Extraordinário, em sede de repercussão geral, de forma favorável à tese da Companhia, que também obteve decisão judicial favorável com trânsito em julgado em março de 2021. Em maio de 2021, o STF julgou embargos de declaração opostos contra o acórdão do Recurso Extraordinário nº 574.706/PR, acolhendo-os em parte para (i) modular os efeitos da exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS, devendo se dar após 15 de março de 2017, ressalvadas as ações judiciais e requerimentos administrativos protocoladas até (inclusive) 15 de março de 2017; e (ii) o ICMS a ser excluído da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS é o destacado nas notas fiscais, e não o efetivamente pago.

A partir de 2021, a Companhia, constituiu um saldo ativo, referente a PIS/COFINS a recuperar, um saldo passivo, relativo ao ressarcimento a seus consumidores, bem como as deduções da receita bruta, referente ao PIS/COFINS, e um saldo de receita financeira, onde também incidiu PIS/COFINS. Dessa forma, o ativo da Companhia contempla créditos com a Receita Federal desde o ingresso da ação e o passivo foi constituído considerando que a Companhia repassa integralmente aos seus consumidores os efeitos tributários incidentes sobre as faturas de energia elétrica. Os saldos ativos estão sendo compensados via PERDCOMP e, a partir de 2021, os saldos passivos, amortizados via CVA, em atendimento a nota técnica nº 9/2021–FF/SGT/SRM/SMA/ANEEL, conforme movimentação apresentada na nota explicativa nº 7 – Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros. Os montantes, que devem ser amortizados, são determinados na homologação dos processos de reajuste e revisão tarifária, que ocorrem a cada ciclo de Reajuste Tarifário Anual (RTA) e Revisão Tarifária Periódica (RTP), sendo que estes saldos são classificados e movimentados no passivo circulante.

No período findo em 30 de setembro de 2024, a Companhia efetuou complemento neste lançamento, referente à atualização da taxa SELIC, constituindo: (i) complemento de ativo e passivo no montante de R\$ 25.739 (R\$ 53.175 em 31 de dezembro de 2023); (ii) compensação de débitos tributários de R\$ 135.947 com os tributos federais PIS, COFINS e retenções federais através de PER/DCOMP; e (iii) amortização do passivo relativo ao ressarcimento a seus consumidores de R\$ 294.760.

	30/09/2024	31/12/2023
<b>Ativo</b>		
Circulante – nota explicativa nº 8	116.329	326.191
Não circulante – nota explicativa nº 8	329.424	225.752
PIS e COFINS a recuperar	445.753	551.943
<b>Passivo (a)</b>		
Circulante	54.459	349.220
Não circulante	140.731	126.599
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	195.190	475.819

## Expectativa de PIS/COFINS a recuperar

	30/09/2024	
	Valor	%
<b>Circulante</b>	116.329	27%
2025	132.096	30%
2026	197.328	43%
<b>Não circulante</b>	329.424	73%
<b>Total</b>	445.753	100%

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

Adicionalmente, no período findo em 30 de setembro de 2024, a companhia realizou atualização financeira, referente à taxa SELIC, no montante de R\$ 4.018 (R\$ 7.104 em 30 de setembro de 2023), sobre a qual houve incidência de PIS/COFINS, no montante de R\$ 187 (R\$ 657 em 30 de setembro de 2023), conforme demonstrado a seguir:

<b>Resultado</b>	<b>30/09/2024</b>	<b>30/09/2023</b>
(+) Receita financeira	<u>4.018</u>	<u>7.104</u>
PIS/COFINS consumidores a restituir		
(-) PIS/COFINS sobre a receita financeira	<u>(187)</u>	<u>(657)</u>
<b>Efeito líquido no resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<b><u>3.831</u></b>	<b><u>6.447</u></b>

## 20 Passivo a descoberto

### 20.1 Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 3.385.861 (R\$ 3.385.861 em 31 de dezembro de 2023), correspondente a um total de 68.090.916 (sessenta e oito milhões, noventa mil, novecentas e dezesseis) ações ordinárias e 164.014 (cento e sessenta e quatro mil e quatorze) ações preferenciais, todas nominativas e sem valor nominal, e principais acionistas está demonstrada conforme a seguir:

Acionistas	30/09/2024			
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	%
Equatorial Participações e Investimentos S.A.	<b>64.920.583</b>	<b>1.087</b>	<b>64.921.670</b>	<b>95,12%</b>
Eletrobras	<b>3.067.033</b>	<b>87.638</b>	<b>3.154.671</b>	<b>4,62%</b>
Outros	<b>103.300</b>	<b>75.289</b>	<b>178.589</b>	<b>0,26%</b>
Total	<b><u>68.090.916</u></b>	<b><u>164.014</u></b>	<b><u>68.254.930</u></b>	<b><u>100,00%</u></b>

### 20.2 Planos de opção de compra de ações

A Companhia instituiu Planos de Opção de Compra das ações a colaboradores dedicados ao Grupo Equatorial (“Grupo”), que representam, direitos de compra de ações emitidas por empresas do mesmo grupo econômico, mas não da Companhia. Os planos de opção do Grupo são classificados como instrumento patrimonial, visto que as Companhias devem mensurar e reconhecer a transação com correspondente aumento do seu patrimônio líquido como contribuição (aporte) da Equatorial S.A.

Conforme item 8, do CPC 10 (R1), os produtos ou serviços recebidos ou adquiridos em transação com pagamento baseado em ações que não se qualifiquem para fins de reconhecimento como ativos, devem ser reconhecidos como despesa do período.

Esses planos são administrados pelo Conselho de Administração da Companhia, por intermédio de um Comitê de Pessoas, Governanças e Sustentabilidade, dentro dos limites estabelecidos nas Diretrizes de Elaboração e Estruturação de cada Plano e na legislação aplicável. As características dos planos estão descritas na nota explicativa nº 21.2 – Planos de opção de compra de ações, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2023.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 20.2.1 Quinto Plano de Opção de Compra de Ações

Os beneficiários do Plano poderão exercer suas Opções no prazo máximo de 6 (seis) anos a partir da data de outorga das Opções. As opções tornam-se exercíveis ao longo de 4 (quatro) anos, sendo 25% em cada ano.

As informações das Opções outorgadas, ocorridas no período findo em 30 de setembro de 2024, estão descritas abaixo, e das outorgas anteriores estão descritas na nota explicativa nº 21.2.1 – Quinto Plano de Opção de Compra de Ações, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2023.

6º Outorga	
<i>Vesting Date</i>	Opções exercíveis
02/04/2024	37.500
02/04/2025	37.500
02/04/2026	37.500
02/04/2027	37.500
	<b>150.000</b>

As informações utilizadas na avaliação dos valores justos na data da outorga do Plano são:

6º Outorga (Direito de compra de ações da Equatorial S.A)	30/09/2024
Valor justo na data de outorga	12,15
Data da outorga: 03/04/2023	
Quantidade outorgada	150.000
Preço da ação na data de outorga	26,88
Valor justo ponderado do <i>vesting period</i>	26,38
Volatilidade esperada (média ponderada)	31,53%
Vida da opção (expectativa de vida média ponderada)	4,25
Taxa de juros livre de risco (média baseada em títulos públicos)	12,16%

### a. Forma de determinação da volatilidade esperada

Para a volatilidade, utilizou-se a volatilidade histórica das ações para cada prazo médio de exercício de cada lote.

	Número de Opções	Valor justo ponderado do preço	Número de Opções	Valor justo ponderado do preço
	30/09/2024	30/09/2024	31/12/2023	31/12/2023
<i>Em opções</i>				
Existentes em 1º de janeiro	150.000	23,00	150.000	23,59
Transferidas durante o período/exercício	150.000	26,04	-	-
Encerradas durante o período/exercício	(187.500)	-	-	-
Encerramento ao fim do período 4ª Outorga	-	-	150.000	23,59
Encerramento ao fim do período 6ª Outorga	112.500	26,04	-	-
Existentes ao fim do período	112.500	-	150.000	-

A despesa reconhecida na Companhia, em contrapartida ao patrimônio líquido, no período findo em 30 de setembro de 2024 foi de R\$227 (R\$ 449 em 30 de setembro de 2023) e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 20.2.2 Plano de outorga de “Phantom Shares” - Contrato 2019

Com base na apuração parcial das métricas de *performance* definidas, a Companhia, fez jus ao referido programa. Abaixo, encontra-se a quantidade de ações para Equatorial S.A, caso as métricas de *performance* fossem atingidas:

	Número de ações	Valor justo ponderado do preço	Número de ações	Valor justo ponderado do preço
<i>Em ações</i>	30/09/2024	30/09/2024	31/12/2023	31/12/2023
Existentes em 1º de janeiro	135.000	33,35	-	-
Outorgadas durante o período	-	-	135.000	33,35
Revertidas durante o período	(25.000)	-	-	-
<b>Existentes ao fim do período</b>	<b>110.000</b>	<b>33,75</b>	135.000	33,35

Para o plano de “Phantom shares”, referente ao período findo em 30 de setembro de 2024, foi reconhecida uma reversão de R\$ 32 em contrapartida a rubrica de outras contas a pagar (provisão de R\$ 1.988 em 30 de setembro de 2023), e refere-se ao valor justo reconhecido durante o vesting period que é avaliado em cada data base.

Este plano de opção é classificado como instrumento financeiro passivo liquidável em caixa.

### 20.2.3 Plano de outorga de “Phantom Shares” – Contrato 2023

A Companhia realizou a estimativa de valor justo do referido plano por meio da técnica de avaliação *Monte Carlo* para precificação, incorporando fatores e premissas de mercado, de acordo com o item 17 do CPC 10 (R1). As quantidades de ações podem variar conforme a *performance* do plano e serem multiplicadas por um percentual entre 0% (zero por cento) e 150% (cento e cinquenta por cento) da quantidade-alvo.

	Número de ações	Valor justo ponderado do preço	Número de ações	Valor justo ponderado do preço
<i>Em ações</i>	30/09/2024	30/09/2024	31/12/2023	31/12/2023
Existentes em 1º de janeiro	60.343	33,28	-	-
Outorgadas durante o período/exercício	2.115	-	60.343	33,28
<b>Existentes ao fim do período/exercício</b>	<b>62.458</b>	<b>26,16</b>	<b>60.343</b>	<b>33,28</b>

Para o plano de “Phantom shares”, referente ao período findo em 30 de setembro de 2024, foi reconhecida uma reversão de R\$ 113 em contrapartida a rubrica de outras contas a pagar (R\$0 em 30 de setembro de 2023), e refere-se ao valor justo reconhecido durante o vesting period que é avaliado em cada data base.

Ressalta-se que este plano de opção é classificado como instrumento financeiro passivo liquidável em caixa.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
 Período findo em 30 de setembro de 2024  
 (Valores expressos em milhares de reais)

### 20.3 Resultado por ação

Conforme requerido pelo CPC 41 e IAS 33 (*Earnings per share*), a tabela a seguir concilia o prejuízo do período com os montantes usados para calcular o resultado por ação básico e diluído.

	01/07/2024 a 30/09/2024			01/01/2024 a 30/09/2024		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total
Numerador:						
Prejuízo do período	(133.021)	(320)	(133.341)	(315.571)	(760)	(316.331)
Denominador:						
Média ponderada por classe de ações	68.091	164	68.255	68.091	164	68.255
Resultado básico e diluído por ação	(1,95357)	(1,95357)	(1,95357)	(4,63455)	(4,63455)	(4,63455)
	01/07/2023 a 30/09/2023			01/01/2023 a 30/09/2023		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total
Numerador:						
Prejuízo do período	(101.898)	(245)	(102.143)	(220.074)	(530)	(220.604)
Denominador:						
Média ponderada por classe de ações	68.091	164	68.255	68.091	164	68.255
Resultado básico e diluído por ação	(1,49649)	(1,49649)	(1,49649)	(3,23206)	(3,23206)	(3,23206)

Não houve outras transações envolvendo ações ordinárias ou potenciais ações ordinárias entre a data do balanço patrimonial e a data de conclusão dessas informações contábeis intermediárias.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 21 Receita operacional líquida

A conciliação da receita bruta para a receita líquida está a seguir demonstrada:

	01/07/2024 a 30/09/2024	01/01/2024 a 30/09/2024	01/07/2023 a 30/09/2023	01/01/2023 a 30/09/2023
Receita de distribuição	1.196.494	3.730.682	1.068.768	3.661.069
Remuneração financeira WACC (a)	23.391	53.870	29.325	68.250
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (b)	228.318	376.118	128.897	2.829
Subvenção CDE - Outros	46.081	138.243	39.048	117.144
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>1.494.284</b>	<b>4.298.913</b>	<b>1.266.038</b>	<b>3.849.292</b>
Suprimento de energia elétrica (c)	80.815	116.500	47.653	109.174
Receita pela disponibilidade - uso da rede	149.559	459.186	134.224	405.364
Receita de construção (d)	225.110	565.002	175.068	593.091
Atualização dos ativos financeiro (e)	10.490	24.733	3.943	13.966
Outras receitas	46.746	143.747	50.708	141.007
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>2.007.004</b>	<b>5.608.081</b>	<b>1.677.634</b>	<b>5.111.894</b>
<b>Deduções</b>				
ICMS sobre venda de energia elétrica	(227.869)	(690.407)	(202.286)	(596.730)
PIS e COFINS	(147.788)	(379.402)	(91.557)	(346.968)
Encargos do consumidor	(12.744)	(35.828)	(10.543)	(29.507)
ISS	(12)	(122)	-	(2.197)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(198.652)	(595.956)	(165.485)	(496.497)
Penalidades DIF/FIC e outras	(14.682)	(58.475)	(6.770)	(23.819)
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(601.747)</b>	<b>(1.760.190)</b>	<b>(476.641)</b>	<b>(1.495.718)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.405.257</b>	<b>3.847.891</b>	<b>1.200.993</b>	<b>3.616.176</b>

- (a) Valor referente ao cálculo e contabilização da taxa regulatória de remuneração de capital (WACC) usada para revisão de tarifa ou receita de distribuidoras, conforme metodologia definida pela ANEEL;
- (b) A variação positiva de R\$ 373.289 dos ativos e passivos regulatórios deve-se principalmente por: (i) variação positiva entre os valores amortizados do último reajuste no montante de R\$ 258.326 em relação ao período anterior; (ii) variação negativa pelo reconhecimento de despesa na tarifa dos recursos recebidos a título de repasse da Conta-Covid no montante de R\$ 54.826; (iii) previsão dos custos de energia e encargos concedido pela ANEEL no reajuste foram inferiores aos custos efetivamente pagos, diferente do ocorrido no ano anterior gerando variação positiva entre na linha de constituição de Parcela A de R\$ 192.958; (iv) variação negativa entre os valores da receita de ultrapassagem da demanda e reativo excedente pertencente a distribuidora no montante de R\$ 6.062; e (v) efeito negativo na variação da CVA da Bandeira Faturada R\$ 17.107, devido as bandeiras (amarela e vermelha) a partir de julho de 2024, o que não ocorreu em 2023;
- (c) O aumento na variação da receita de suprimento de energia elétrica foi maior em comparação com o período anterior, em decorrência do aumento do preço médio do PLD (preço do Mercado de Curto Prazo);
- (d) A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão, com base no estágio de conclusão das obras realizadas. O valor é avaliado pela referência do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados; e
- (e) Em razão do aumento da capitalização no período de 2024, no montante de R\$ 83.030 (R\$ 37.430 em 30 de setembro de 2023), ocorreu um aumento na variação da atualização dos ativos financeiro quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de setembro de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### 22 Custo do serviço e despesas operacionais

	01/07/2024 a 30/09/2024					01/01/2024 a 30/09/2024				
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(17.288)	(1.154)	(13.530)	-	(31.972)	(35.418)	(21.220)	(43.184)	-	(99.822)
Material	(7.675)	3.158	(2.310)	-	(6.827)	(11.090)	(1.273)	(1.743)	-	(14.106)
Serviços de terceiros	(39.863)	(33.073)	(21.511)	-	(94.447)	(131.019)	(88.411)	(65.473)	-	(284.903)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(840.069)	-	-	-	(840.069)	(2.270.810)	-	-	-	(2.270.810)
Custo de construção (b)	(225.110)	-	-	-	(225.110)	(565.002)	-	-	-	(565.002)
PECLD	-	-	-	(37.956)	(37.956)	-	-	-	(103.930)	(103.930)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(12.148)	-	(12.148)	-	-	(42.499)	-	(42.499)
Amortização	(38.593)	-	(1.316)	-	(39.909)	(105.634)	-	(4.359)	-	(109.993)
Outros	333	(217)	(4.835)	(935)	(5.654)	(1.905)	(3.395)	(7.255)	(14.006)	(26.561)
<b>Total</b>	<b>(1.168.265)</b>	<b>(31.286)</b>	<b>(55.650)</b>	<b>(38.891)</b>	<b>(1.294.092)</b>	<b>(3.120.878)</b>	<b>(114.299)</b>	<b>(164.513)</b>	<b>(117.936)</b>	<b>(3.517.626)</b>

	01/07/2023 a 30/09/2023					01/01/2023 a 30/09/2023				
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	PECLD	Total
Pessoal	(3.337)	(5.769)	(48.729)	-	(57.835)	(21.334)	(20.293)	(131.627)	-	(173.254)
Material	(2.103)	(181)	2.199	-	(85)	(4.362)	(488)	4.243	-	(607)
Serviços de terceiros	(27.957)	(28.794)	(22.317)	-	(79.068)	(97.201)	(73.554)	(71.876)	-	(242.631)
Energia elétrica comprada para revenda	(716.803)	-	-	-	(716.803)	(2.037.008)	-	-	-	(2.037.008)
Custo de construção	(175.068)	-	-	-	(175.068)	(593.091)	-	-	-	(593.091)
PECLD	-	-	-	(24.586)	(24.586)	-	-	-	(37.130)	(37.130)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(20.734)	-	(20.734)	-	-	(46.709)	-	(46.709)
Amortização	(21.973)	-	(9.183)	-	(31.156)	(86.423)	-	(21.958)	-	(108.381)
Outros	(159)	(476)	(9.774)	-	(10.409)	8.718	(1.253)	(12.517)	-	(5.052)
<b>Total</b>	<b>(947.400)</b>	<b>(35.220)</b>	<b>(108.538)</b>	<b>(24.586)</b>	<b>(1.115.744)</b>	<b>(2.830.701)</b>	<b>(95.588)</b>	<b>(280.444)</b>	<b>(37.130)</b>	<b>(3.243.863)</b>

(a) Para maior detalhamento, vide a abertura dos custos da energia elétrica comprada para revenda, conforme nota explicativa nº 23 – Energia elétrica comprada para revenda; e

(b) Refere-se a apropriação dos custos relacionados às construções de acordo com a regulamentação da ANEEL, através do critério de departamentalização contemplando assim os custos indiretos de mão-de-obra, conforme notas explicativas nº 12 – Ativos de contrato e 21 – Receita operacional líquida.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de setembro de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### 22.1 Outras despesas operacionais, líquidas

	01/07/2024 a 30/09/2024	01/01/2024 a 30/09/2024	01/07/2023 a 30/09/2023	01/01/2023 a 30/09/2023
<b>Outras receitas operacionais</b>				
Ganhos na alienação e desativação de bens e direitos	-	-	3.546	5.113
Reversão de provisão para perda de estoque (a)	16.149	16.149	-	-
Outras receitas operacionais	2.760	19.482	25	445
<b>Total de outras receitas operacionais</b>	<b>18.909</b>	<b>35.631</b>	3.571	5.558
<b>Outras despesas operacionais</b>				
Perdas pela desativação de bens e direitos	(24.065)	(37.332)	99	-
Indenização por danos a terceiros	(2.638)	(10.495)	(3.806)	(4.978)
Provisão para perda de estoque (a)	(22.510)	(87.045)	(1.407)	(1.407)
Baixa de recebíveis incobráveis	(1.816)	(4.419)	(4.525)	(49.139)
Outras despesas operacionais	(3.655)	(18.620)	(6.145)	(7.910)
<b>Total de outras despesas operacionais</b>	<b>(54.684)</b>	<b>(157.911)</b>	(15.784)	(63.434)
<b>Total</b>	<b>(35.775)</b>	<b>(122.280)</b>	(12.213)	(57.876)

- (a) A distribuidora avalia periodicamente seus estoques/obras no intuito de identificar se existem materiais de baixa rotatividade, constituindo uma provisão para perda como uma forma de demonstrar o real potencial dos estoques na geração de caixa. O montante provisionado trata-se em sua maioria de itens obsoletos, morosos e/ou danificados. Para os materiais que não havia expectativa de benefício econômico, a distribuidora realizou a capitalização da obra contemplando a reversão dos itens.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 23 Energia elétrica comprada para revenda

	01/07/2024 a 30/09/2024		01/01/2024 a 30/09/2024		01/07/2023 a 30/09/2023		01/01/2023 a 30/09/2023	
	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$
Energia de leilão (a)	1.225	(348.460)	3.689	(907.838)	1.183	(266.229)	3.551	(845.079)
Contratos Eletronuclear	74	(25.352)	219	(73.653)	73	(23.288)	215	(69.846)
Contratos cotas de garantias (b)	298	(87.355)	969	(190.446)	369	(69.061)	1.116	(186.893)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS/ Energia reserva (c)	-	(55.414)	-	(146.901)	-	(41.243)	-	(138.839)
Energia bilateral	11	(3.679)	24	(8.567)	11	(4.336)	24	(9.520)
Energia de curto prazo - CCEE (d)	-	(29.417)	-	(97.281)	-	(27.642)	-	(92.533)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	35	(21.990)	106	(65.970)	36	(22.704)	102	(68.112)
Itaipu (e)	(734)	(129.435)	-	(283.827)	368	(87.486)	1.110	(205.715)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	1.105	74.965	1.105	200.562	-	67.073	-	198.530
Outros	-	121	-	(7.637)	-	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>2.014</b>	<b>(626.016)</b>	<b>6.112</b>	<b>(1.581.558)</b>	<b>2.040</b>	<b>(474.916)</b>	<b>6.118</b>	<b>(1.418.007)</b>
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (f)	-	(214.053)	-	(689.252)	-	(241.887)	-	(619.001)
<b>Total</b>	<b>2.014</b>	<b>(840.069)</b>	<b>-</b>	<b>(2.270.810)</b>	<b>2.040</b>	<b>(716.803)</b>	<b>6.118</b>	<b>(2.037.008)</b>

- (a) A variação refere-se aos custos com contratos CCEAR e MCSD, decorrentes de preços de pagamentos maiores aos observados em 2023, apresentando o crescimento em 3,41 % passando para R\$ 246,09 e aumento de volume contrato em 7,4 %;
- (b) As variações são decorrentes das despesas com os Contratos de Cotas de Garantia Física e os Efeitos dessa Contratação na Liquidação CCEE, em 2024, as usinas que antes pertenciam ao grupo Eletrobras foram repactuadas, tendo seus preços de venda ajustados, acrescido de redução do volume contratado em 13,17% em relação ao mesmo período de 2023;
- (c) O aumento nas despesas associada ao ESS no período de 2024 deve-se ao aumento dos pagamentos do encargo de energia de reserva, onde os custos associados as usinas desse leilão de energia de reserva, realizaram-se maior que o preço do PLD, rateando essa diferença aos agentes de distribuição;
- (d) A energia de curto prazo apresentou uma variação de R\$ 4.748, em virtude do aumento da despesa com os efeitos da contratação por disponibilidade em relação no período de janeiro a setembro de 2023;
- (e) O saldo em 30 de setembro de 2024 reflete as despesas com a contratação da Usina de Itaipu e os efeitos dessa contratação na liquidação financeira na CCEE em 2024. Com o ajuste nos preços de venda, houve uma variação nas despesas de R\$ 78.112 em relação ao saldo registrado em 30 de setembro de 2023; e
- (f) Contempla os custos com encargos de uso e conexão do sistema de transmissão, os quais possuem tarifas ajustadas pela resolução Receita Anual Permitida (RAP). Para o ano de 2024, as tarifas praticadas foram aprovadas na Resolução Homologatória nº 3.217 de 04 de julho de 2023 com vigência a partir de julho de 2023 até junho de 2024 e Resolução Homologatória nº 3.349 de 16 de julho de 2024 com vigência a partir de julho de 2024 até junho de 2025 as quais são relacionadas à Rede Básica e Conexão, assim como o aumento da contratação do MUST (Montante de Uso do Sistema de Transmissão).

(\*) não revisado.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 24 Resultado financeiro

	01/07/2024 a 30/09/2024	01/01/2024 a 30/09/2024	01/07/2023 a 30/09/2023	01/01/2023 a 30/09/2023
<b>Receitas financeiras</b>				
Rendimentos de aplicação financeiras	24.610	84.737	45.257	103.436
Valores a receber/devolver parcela A	43.695	93.642	10.661	37.614
Operações com instrumentos financeiros derivativos (a)	3.741	169.554	9.060	30.909
Acréscimo moratório de energia vendida	16.559	53.297	16.524	60.963
Receita Financeira de AVP	5.334	16.286	18.283	27.243
PIS/COFINS sobre receita financeira	(4.830)	(13.564)	(9.402)	(16.314)
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	1.236	4.018	4.322	7.104
Variação monetária e cambial da dívida (b)	43.735	45.096	35.278	85.158
Outras receitas financeiras	15.348	46.373	9.042	25.335
<b>Total de receitas financeiras</b>	<b>149.428</b>	<b>499.439</b>	<b>139.025</b>	<b>361.448</b>
<b>Despesas financeiras</b>				
Encargos da dívida (c)	(111.508)	(314.183)	(101.262)	(282.436)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (a)	(25.864)	(75.463)	(7.194)	(98.219)
Valores a receber/devolver parcela A	(48.682)	(89.859)	(23.067)	(67.020)
Variação monetária e cambial da dívida (b)	(40.253)	(213.340)	(67.719)	(99.745)
Despesa financeira de AVP	(2.691)	(6.259)	(15.565)	(6.211)
Atualização de contingências	(29.701)	(95.921)	(12.359)	(74.755)
Multas regulatórias	(2.342)	(25.927)	(5.462)	(18.628)
Juros, multas s/ operação de energia	(7)	(290)	(4)	(284)
Outras despesas financeiras	(97.111)	(251.502)	(81.572)	(249.191)
<b>Total de despesas financeiras</b>	<b>(358.159)</b>	<b>(1.072.744)</b>	<b>(314.204)</b>	<b>(896.489)</b>
<b>Total do resultado financeiro</b>	<b>(208.731)</b>	<b>(573.305)</b>	<b>(175.179)</b>	<b>(535.041)</b>

- (a) Refere-se à contratação de operação de *swap*, designada como *hedge* de fluxo de caixa, que troca *Dólar+spread* por *CDI+spread*, na qual a principal variação refere-se ao câmbio sobre essas operações. No período findo de 30 de setembro de 2024 o principal efeito refere-se à variação cambial, que gerou receita com a alta do dólar em 12,53%, saindo de R\$ 4,84 em 31 de dezembro de 2023, para R\$ 5,44 em 30 de setembro 2024. No período findo de 30 de setembro de 2023, o principal efeito refere-se à variação cambial, que gerou despesa com a queda do dólar em 4,03%, saindo de R\$ 5,21 em 31 de dezembro de 2022 para R\$ 5,00 em 30 de setembro de 2023;
- (b) No acumulado até setembro de 2024, o aumento da despesa foi originado pela alta do dólar, em 12,53%. Já no período acumulado até setembro de 2023, a despesa decorreu principalmente da variação do IPCA, que fechou em 3,50%; e
- (c) O aumento na despesa, deu-se principalmente em função do crescimento da dívida da Companhia em 14%, em relação ao mesmo período em 2023.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 25 Benefício pós-emprego (Entidade de previdência privada)

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

	<u>30/09/2024</u>	<u>31/12/2023</u>
<b>Ativo não circulante</b>		
Equatorial CD	5	-
<b>Total do ativo</b>	<u>5</u>	<u>-</u>
<b>Passivo circulante</b>		
Plano Único	36.399	28.126
Plano CEEEPREV	52.113	54.178
<b>Subtotal</b>	<u>88.512</u>	<u>82.304</u>
<b>Passivo não circulante</b>		
Plano Único	220.203	237.210
Plano CEEEPREV	733.859	711.468
Saúde e Odonto	18.358	17.459
Equatorial CD	1	-
<b>Subtotal</b>	<u>972.421</u>	<u>966.137</u>
<b>Total do passivo</b>	<u>1.060.933</u>	<u>1.048.441</u>

As características dos planos de benefícios previdenciários patrocinados pelas controladas da Companhia estão descritos na nota explicativa nº 26 – Benefícios pós-emprego, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2023 e não houve alterações de critérios adotados no período.

## 26 Instrumentos financeiros

### 26.1 Considerações gerais

A Companhia efetuou análise dos seus instrumentos financeiros, a seguir: caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros, ativos financeiros da concessão, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos, procedendo as devidas adequações em sua contabilização, quando necessário.

A administração desses instrumentos financeiros é por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado.

A Administração faz uso dos instrumentos financeiros visando remunerar ao máximo suas disponibilidades de caixa, manter a liquidez de seus ativos, proteger-se de variações de taxas de juros ou câmbio e obedecer aos índices financeiros constituídos em seus contratos de financiamento (*covenants*), conforme notas explicativas nº 14.4 *Covenants* dos empréstimos e financiamentos e nº 15.5 *Covenants* das debêntures.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 26.2 Política de utilização de derivativos

A Companhia poderá utilizar-se de operações com derivativos (*swap*), apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo. Em 30 de setembro de 2024 e em 31 de dezembro de 2023, a Companhia possuía operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

## 26.3 Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

Os valores justos estimados de ativos e passivos financeiros da Companhia foram determinados por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias apropriadas de avaliações.

Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequado. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente.

O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados. A Companhia reconhece, quando aplicável, as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do exercício das demonstrações contábeis em que ocorreram as mudanças.

Para período findo em 30 de setembro de 2024 não ocorreram mudanças nas hierarquias e nas técnicas de avaliação do valor justo, e em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2023, conforme descrito no item a seguir.

## 26.4 Mensuração do valor justo

Uma série de políticas e divulgações contábeis da Companhia requer a mensuração de valor justo para ativos e passivos financeiros e não financeiros.

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível.

Os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros inclusos no balanço patrimonial em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023 estão identificados conforme a seguir:

Ativo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/09/2024		31/12/2023	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Caixa e equivalentes de caixa	-	Custo amortizado	18.101	18.101	21.656	21.656
Caixa e equivalentes de caixa (Fundo de investimentos)	2	Valor justo por meio do resultado	275.115	275.115	443.329	443.329
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	203.333	203.333	855.204	855.204
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	1.199.087	1.199.087	1.114.533	1.114.533
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado e outros resultados abrangentes	86.039	86.039	-	-
Ativo financeiro de concessão	2	Valor justo por meio do resultado	715.277	715.277	609.396	609.396
<b>Total do ativo</b>			<b>2.496.952</b>	<b>2.496.952</b>	<b>3.044.118</b>	<b>3.044.118</b>

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/09/2024		31/12/2023	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Fornecedores	-	Custo amortizado	680.555	680.555	590.507	590.507
Fornecedores - risco sacado	-	Custo amortizado	25.061	25.061	32.853	32.853
Empréstimos e financiamentos	-	Custo amortizado	1.547.162	1.575.485	1.687.823	1.706.153
Debêntures	-	Custo amortizado	3.215.050	3.269.904	2.739.552	2.939.040
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado e outros resultados abrangentes	-	-	57.827	57.827
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	258.047	258.047	314.614	314.614
Passivo de arrendamento	-	Custo amortizado	5.048	5.048	3.450	3.450
<b>Total do passivo</b>			<b>5.730.923</b>	<b>5.814.100</b>	<b>5.426.626</b>	<b>5.644.444</b>

- **Caixa e equivalente de caixa** – são classificados como custo amortizado e estão registrados pelos seus valores originais. Os investimentos são classificados como valor justo por meio do resultado. Nível 2 na hierarquia de valor justo;
- **Aplicações financeiras** – são classificados como de valor justo por meio do resultado. A hierarquia de valor justo dos investimentos de curto prazo é nível 2, pois em sua maioria, são aplicados em fundos. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis tais como CDI;
- **Contas a receber de clientes** – decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como custo amortizado, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável;
- **Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros** – são decorrentes de custos não gerenciáveis a serem repassados integralmente ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente. Classificados como custo amortizado;
- **Ativo financeiro de concessão** – são classificados como valor justo por meio do resultado, são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo de concessão. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis, como IPCA existentes em mercado ativo e a taxa de depreciação que é definida pela resolução da ANEEL, sendo sua classificação nível 2 na hierarquia do valor justo;
- **Fornecedores e fornecedor – risco sacado:**– decorrem diretamente da operação da Companhia e são classificados como passivo ao custo amortizado;
- **Empréstimos e financiamentos** – tem o propósito de gerar recursos para financiar os programas de investimentos da Companhia e eventualmente gerenciar necessidades de curto prazo. São classificados como passivo ao custo amortizado. Para fins de divulgação, as operações com propósito de giro tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de dívida equivalente, divulgadas pela B3 e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (ANBIMA);
- **Debêntures** – são classificadas como passivo ao custo amortizado. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado, divulgadas pela B3 e ANBIMA;

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

- **Instrumentos financeiros derivativos** – são classificados pelo valor justo através do resultado e de outros resultados abrangentes, tendo como objetivo a proteção às oscilações de taxa de juros e moeda estrangeira. Para as operações de *swap*, a determinação do valor de mercado foi realizada utilizando as informações de mercado disponíveis. Nível 2 na hierarquia de valor justo; e
- **Passivo de arrendamento** – composto pelas obrigações decorrentes de contratos de locações e leasing que se enquadram no escopo do CPC 06 (R2). Os saldos são trazidos a valor presente por meio de fluxo de caixa descontado para o período de vigência de cada contrato e são classificados como passivo ao custo amortizado.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de setembro de 2024

(Valores expressos em milhares de reais)

### 26.5 Instrumentos financeiros derivativos

Apresentamos abaixo os valores dos instrumentos derivativos da Companhia, vigentes em 30 de setembro de 2024 e 31 de dezembro de 2023, que podem ser assim resumidos:

Instituição financeira	Ingresso	Vencimento	Valor contratado (USD)	Valor contratado (BRL)	Amortização	Tipo	Juros	Indexadores	Valor Justo					
									30/09/2024			31/12/2023		
									Ponta Ativa	Ponta Passiva	Total	Ponta Ativa	Ponta Passiva	Total
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	13/08/2021	13/08/2024	47.938	250.000	Bullet	Câmbio	Semestral	US\$ + 2,19% a.a / CDI + 1,45% a.a.	-	-	-	228.810	(264.901)	(36.091)
Itaú	23/12/2022	15/12/2029	-	250.000	Bullet	Juros	Semestral	IPCA + 7,1498% a.a./CDI + 1,08% a.a.	282.929	(269.079)	13.850	287.264	(263.507)	23.757
Citibank	30/06/2023	27/01/2027	120.000	583.800	Semestral	Câmbio	Semestral	US\$ + Sofr + 1,09% a.a./CDI + 1,85% a.a.	674.231	(623.755)	50.476	617.780	(654.206)	(36.426)
Bank of America	06/07/2023	29/01/2027	48.000	233.760	Bullet	Câmbio	Anual	US\$ + 6,7882% a.a./CDI + 1,8475% a.a.	276.802	(249.673)	27.129	252.863	(261.930)	(9.067)
Banco XP	19/06/2024	15/05/2036	-	250.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 6,5596% a.a. / CDI + 0,29% a.a.	257.670	(263.086)	(5.416)	-	-	-
<b>Total</b>									1.491.632	(1.405.593)	86.039	1.386.717	(1.444.544)	(57.827)
								Ativo (Passivo) circulante			<b>1.542</b>			(37.678)
								Ativo (Passivo) não circulante			<b>84.497</b>			(20.149)
								<b>Efeito líquido total</b>			<b>86.039</b>			(57.827)

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para instrumentos financeiros derivativos: preços de mercado das instituições financeiras. O valor justo de *swap* de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado. Destaca-se que, como as regras contábeis que tratam do assunto exigem que o *swap* seja contabilizado a valor de mercado, por mais que a proteção seja perfeita do ponto de vista de caixa, podem ocorrer oscilações nos resultados.

Os valores relativos aos itens designados como instrumentos de *hedge* e a inefetividade de *hedge* foram os seguintes:

Risco Cambial	Rubrica no balanço patrimonial em que instrumento de <i>hedge</i> está incluído	30/09/2024			31/12/2023			30/09/2024	30/09/2023
		Valor Nominal	Ativo	Passivo	Valor Nominal	Ativo	Passivo	Alterações no valor do instrumento de <i>hedge</i> reconhecidas em ORA	
Contrato de <i>hedge</i> para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	1.317.560	<b>86.039</b>	-	1.567.560	-	(57.827)	<b>(12.253)</b>	<b>(724)</b>

## **Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D**

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

### **26.6 Gerenciamento dos riscos financeiros**

O Conselho de Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. Os riscos descritos a seguir são uma compilação dos riscos apontados pelas diversas áreas da Companhia, em suas áreas de especialidades. A Administração da Companhia define a forma de tratamento e os responsáveis por acompanhar cada um dos riscos levantados, para sua prevenção e controle.

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e analisar os riscos aos quais está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas suas atividades. A Companhia através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

O Comitê de Auditoria da Controladora Equatorial S.A. supervisiona a forma como a Administração da Companhia monitora a aderência aos procedimentos de gerenciamento de risco, e revisa a adequação da estrutura de gerenciamento de risco em relação aos riscos aos quais está exposta. O Comitê de Auditoria é auxiliado pelo time de auditoria interna na execução de suas atribuições. A auditoria interna realiza revisões regulares e esporádicas nos procedimentos de gerenciamento de risco, e o resultado é reportado para o Comitê de Auditoria.

Para o período findo em 30 de setembro de 2024, não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco em relação ao exercício anterior, findo em 31 de dezembro de 2023.

# Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

## 27 Demonstração dos fluxos de caixa

### 27.1 Transações que não afetam caixa

O CPC 03 (R2) – Demonstrações de Fluxo de Caixa, em sua revisão, trouxe que as transações de investimento e financiamento que não envolvem o uso de caixa ou equivalente de caixa devem ser excluídas das demonstrações de fluxo de caixa e apresentadas separadamente em nota explicativa.

Todas as demonstrações que não envolveram o uso de caixa ou equivalente de caixa, ou seja, que não estão demonstradas nas demonstrações de fluxo de caixa, estão demonstradas na tabela abaixo:

	<u>Efeito não caixa</u>
<b>Atividades de investimento</b>	
Transferência de ativos de contrato para ativo intangível (a)	352.502
Transferência de ativos de contrato para ativo financeiro (a)	83.030
Adição de ativo contratual em contrapartida de fornecedor (a)	17.997
Adição de ativo contratual em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas (a)	44.287
<b>Total atividades de investimento</b>	<u>497.816</u>
<b>Atividades de financiamento</b>	
Capitalização de juros de empréstimos (b)	9.442
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa (c)	12.253
<b>Total atividades de financiamento</b>	<u>21.695</u>
<b>Total</b>	<u>519.511</u>

- (a) Conforme demonstrado nas notas explicativas nº 11 – Intangível e 12 – Ativos de contrato;
- (b) Capitalização de juros de empréstimos ligados à aquisição ou construção de ativos qualificáveis registrados nos ativos de contrato de acordo com as regras do CPC 20 (R1) – Custos de empréstimos; e
- (c) Proteção contra exposições a variações de fluxos de caixa que sejam atribuíveis a riscos específicos associados com ativos ou passivos ou que possa afetar o resultado.

### 27.2 Mudanças nos passivos de atividades de financiamento

	<u>31/12/2023</u>	<u>Fluxo de caixa</u>	<u>Pagamento de juros (a)</u>	<u>Mudança no valor justo</u>	<u>Outros (b)</u>	<u>30/09/2024</u>
Empréstimos e financiamentos	1.687.823	(275.102)	(109.640)	-	244.081	1.547.162
Debêntures	2.739.552	450.000	(210.611)	-	236.109	3.215.050
Instrumentos financeiros derivativos	57.827	-	(63.329)	12.253	(6.751)	-
Passivos de arrendamento	3.450	(1.003)	(623)	-	3.224	5.048
<b>Total</b>	<u>4.488.652</u>	<u>173.895</u>	<u>(384.203)</u>	<u>12.253</u>	<u>476.663</u>	<u>4.767.260</u>

- (a) A Companhia classifica juros pagos como fluxos de caixa das atividades operacionais; e
- (b) As movimentações incluídas na coluna de “Outros” incluem os efeitos das apropriações de encargos de dívidas, juros e variações monetárias líquidas, capitalização de juros, e resultado financeiro com operações de instrumentos derivativos.

## Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2024  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 28 Compromissos futuros

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo são os seguintes:

	<u>Vigência</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>Após 2026 (*)</u>
Energia contratada (em R\$ mil)	2024 a 2035	454.069	1.787.432	1.954.383	-
Energia contratada (em MhW)	2024 a 2035	1.884.503	7.543.122	7.762.441	-

(\*) estimado em 9 anos após 2025.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 2 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço atualizado de acordo com a cláusula do Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), e foram homologados pela ANEEL.

	<u>Vigência</u>	<u>2024</u>	<u>2025</u>	<u>2026</u>	<u>Após 2026 (*)</u>
Arrendamentos e aluguéis (R\$ Mil)	2024 a 2029	307	1.182	1.157	2.402

(\*) estimado em 3 anos após 2026.

### 29 Eventos subsequentes

#### Liberação de recurso da 7ª (Sétima) Emissão de Debêntures

Em 04 de outubro de 2024, ocorreu a liberação de recursos da 7ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, com garantia adicional fidejussória, em série única, no montante de R\$ 420.000, com a taxa de IPCA + 6,6493 a.a., com *SWAP* de taxa de juros para CDI + 0,24% a.a., prazo de 12 anos, amortizações no 9º, 10º, 11º e 12º ano, juros semestrais e sem carência. Esta emissão destina-se para reembolso de despesas, dívidas ou gastos relacionados à projeto, conforme Escritura de Emissão.

#### Evento climático de outubro de 2024

No dia 23 de outubro de 2024, ocorreu um ciclone extratropical, com ventos de velocidade acima de 100 km/h, atingindo 43 municípios e 262 mil clientes atendidos pela concessão da Companhia. A atuação foi bastante rápida, com 92% dos clientes restabelecidos em até 24 horas, por meio de mobilização de 957 equipes, incluindo 151 profissionais de outras distribuidoras do Grupo Equatorial para auxiliar na reconstrução da rede. Não foram identificados impactos relevantes a serem divulgados.

\* \* \*

## **Conselho de Administração**

Augusto Miranda da Paz Júnior  
Presidente

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima  
Vice-Presidente

João Alberto da Silva Neto

David Abdalla Pires Leal

## **Conselho Fiscal**

### *Titulares*

Saulo de Tarso Alves de Lara

Paulo Roberto Franceschi

Vanderlei Dominguez da Rosa

Maria Salete Garcia Pinheiro

Thiago Wolf Pereira

### *Suplentes*

Moacir Gibur

Claudia Luciana Ceccatto de Trotta

Ricardo Bertucci

Dorgival Soares da Silva

Rafael de Souza Morsch

## **Comitê de Auditoria Estatutário**

Tiago de Almeida Noel  
Coordenador

João Alberto da Silva Neto

Jorge Roberto Manoel

## **Diretoria Executiva**

Riberto José Barbanera  
Diretor Presidente

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima  
Diretor de Relações com Investidores

Cristiano de Lima Logrado  
Diretor

Humberto Luis Queiroz Nogueira  
Diretor

José Silva Sobral Neto  
Diretor

Bruno Cavalcanti Coelho  
Diretor

André Luiz Barata Pessoa  
Diretor

Marcos Antônio Souza de Almeida  
Diretor

Maurício Alvares da Silva Velloso Ferreira  
Diretor

Bruno Pinheiro Macedo Couto  
Superintendente de Ativos e Contabilidade  
Contador CRC MA 011842-O-3 S-RS

GRUPO

**equatorial**  
ENERGIA



Release de  
Resultados  
3T24

EQTL  
B3 LISTED NM



Brasília, 13 de novembro de 2024 – A Equatorial Energia S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), anuncia os resultados do terceiro trimestre de 2024 (3T24).

### EBITDA Consolidado Ajustado cresce 16%, R\$ 2,9 bilhões no período (vs. 3T23)

Crescimento de mercado das distribuidoras, melhoria dos níveis de perdas e covenants de 3,2x são os destaques do trimestre. Resultado do trimestre não contempla equivalência patrimonial da Sabesp

- **Perdas totais consolidadas** enquadradas no nível regulatório pelo quarto trimestre consecutivo.
- **Volume total de energia distribuída** com crescimento consolidado de **6,7%** (vs 3T23).
- **Qualidade da Operação** – Redução do **DEC**, na visão acumulada 12 meses, na **CEA** (-2,2h), em **Goiás** (-1,9h) e no **Maranhão** (-1,5h) versus o 3T23.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,4 bilhões** no 3T24, redução de R\$ 0,6 bilhão quando comparado ao 3T23, reflexo do estágio final de implementação do pipeline de renováveis.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o 3T24 em **3,2x**, 0,4x menor que o 3T23.
- **Lucro Líquido Ajustado** com crescimento de **25,4%**, impulsionado pelo segmento de Distribuição
- **Disponibilidade** do período atingiu **R\$ 10,8 bilhões**, com uma relação **Caixa / Dívida de curto prazo de 2,0x**.
- Homologação do aumento de **capital via subscrição privada**, no valor de **R\$ 2,5 bilhões**, em 15/10/2024.
- **Pré-pagamento da Nota Comercial do Funding SABESP de R\$ 2,5 bilhões**, com recursos do aumento de capital.

#### PRINCIPAIS MACROINDICADORES <sup>1</sup>

Destaques Financeiros	3T23	3T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
Receita operacional líquida (ROL)	10.362	12.361	19,3%	2.000
<b>EBITDA ajustado (trimestral)</b>	<b>2.522</b>	<b>2.933</b>	<b>16,3%</b>	<b>411</b>
<i>Margem EBITDA (%ROL)</i>	<i>24,3%</i>	<i>23,7%</i>	<i>-0,6 p.p.</i>	
<b>EBITDA ajustado (12 meses)</b>	<b>8.849</b>	<b>11.515</b>	<b>30,1%</b>	<b>2.666</b>
<b>Lucro líquido ajustado</b>	<b>630</b>	<b>790</b>	<b>25,4%</b>	<b>160</b>
<i>Margem líquida (%ROL)</i>	<i>6,1%</i>	<i>6,4%</i>	<i>0,3 p.p.</i>	
<b>Investimentos</b>	<b>3.023</b>	<b>2.423</b>	<b>-19,9%</b>	<b>(600)</b>
<b>Dívida líquida</b>	<b>36.694</b>	<b>41.636</b>	<b>13,5%</b>	<b>4.943</b>
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,6	3,2	-0,4x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	1,2	2,0	0,8x	

<sup>1</sup> EBITDA Ajustado líquido de efeitos não-recorrentes e efeito não caixa de VNR, IFRS e MtM.

## **Sumário**

Sumário .....	3
DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO .....	5
MARGEM BRUTA AJUSTADA.....	5
CUSTOS E DESPESAS .....	7
EBITDA.....	8
RESULTADO FINANCEIRO .....	9
LUCRO LÍQUIDO.....	11
ENDIVIDAMENTO .....	13
INVESTIMENTOS.....	14
ESG (Environmental, Social and Governance) .....	15
DISTRIBUIÇÃO.....	16
DESEMPENHO COMERCIAL .....	16
DESEMPENHO OPERACIONAL .....	18
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	19
MARGEM BRUTA .....	19
DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR .....	20
EBITDA.....	22
EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA .....	24
RESULTADO FINANCEIRO .....	25
LUCRO LÍQUIDO.....	25
INVESTIMENTOS.....	25
TRANSMISSÃO .....	26
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	26
RENOVÁVEIS.....	28
DESEMPENHO OPERACIONAL .....	28
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	31
SANEAMENTO .....	34
DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL.....	34
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	34
EQUATORIAL SERVIÇOS .....	36
DESEMPENHO FINANCEIRO.....	36
SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE .....	37

## AVISO

As declarações sobre eventos futuros estão sujeitas a riscos e incertezas. Tais declarações têm como base crenças e suposições de nossa Administração e informações a que a Companhia atualmente tem acesso. Declarações sobre eventos futuros incluem informações sobre nossas intenções, crenças ou expectativas atuais, assim como aquelas dos membros do Conselho de Administração e Diretores da Companhia. As ressalvas com relação às declarações e informações acerca do futuro também incluem informações sobre resultados operacionais possíveis ou presumidos, bem como declarações que são precedidas, seguidas ou que incluem as palavras “acredita”, “poderá”, “irá”, “continua”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “estima” ou expressões semelhantes.

As declarações e informações sobre o futuro não são garantias de desempenho. Elas envolvem riscos, incertezas e suposições porque se referem a eventos futuros, dependendo, portanto, de circunstâncias que poderão ocorrer ou não. Os resultados futuros e a criação de valor para os acionistas poderão diferir de maneira significativa daqueles expressos ou sugeridos pelas declarações com relação ao futuro. Muitos dos fatores que irão determinar estes resultados e valores estão além da capacidade de controle ou previsão da Companhia.

Critérios contábeis adotados:

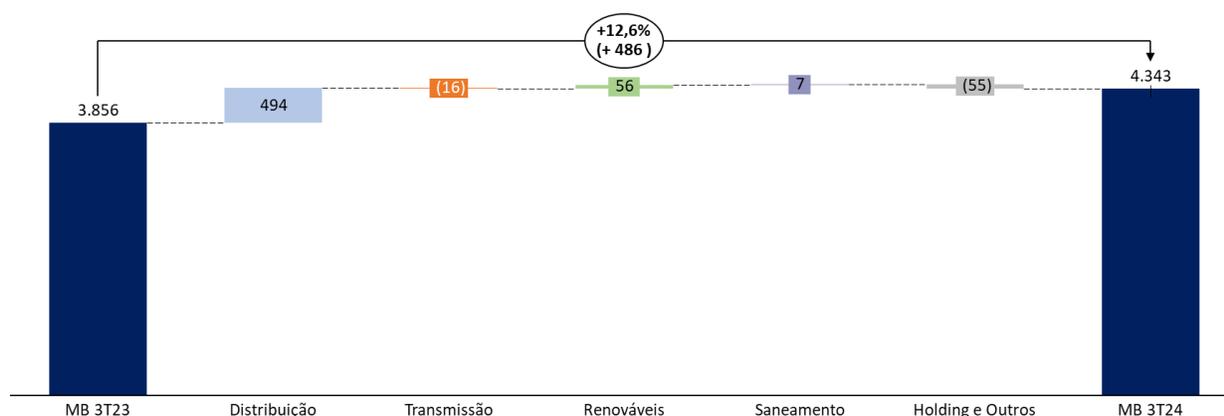
As informações estão apresentadas na forma consolidada e de acordo com os critérios da legislação societária brasileira, a partir de informações financeiras revisadas. As informações financeiras consolidadas apresentadas neste relatório representam 100% do resultado de suas controladas diretas e indiretas e consideram o resultado dos ativos a partir de sua aquisição, exceto quando indicado o contrário para fins de comparabilidade.

As informações operacionais consolidadas representam 100% dos resultados de controladas diretas e indiretas.

## DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

Demonstração de Resultado	3T23	3T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
Receita operacional bruta (ROB)	13.840	16.399	18,5%	2.560
Receita operacional líquida (ROL)	10.362	12.361	19,3%	2.000
Custo de energia elétrica	(6.093)	(7.698)	26,3%	(1.605)
<b>Margem Bruta</b>	<b>4.269</b>	<b>4.664</b>	<b>9,3%</b>	<b>395</b>
<b>Margem Bruta Ajustada</b>	<b>3.856</b>	<b>4.343</b>	<b>12,6%</b>	<b>486</b>
Custo e despesas operacionais	(1.318)	(1.419)	7,6%	(100)
Outras receitas/despesas operacionais	(117)	(24)	-79,3%	93
<b>EBITDA</b>	<b>2.833</b>	<b>3.221</b>	<b>13,7%</b>	<b>388</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>2.522</b>	<b>2.933</b>	<b>16,3%</b>	<b>411</b>
Depreciação	(488)	(539)	10,6%	(52)
Amortização de ágio	(144)	(142)	-0,9%	1
Resultado do serviço (EBIT)	2.201	2.539	15,3%	337
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(988)</b>	<b>(1.189)</b>	<b>20,4%</b>	<b>(201)</b>
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(887)</b>	<b>(1.186)</b>	<b>33,8%</b>	<b>(299)</b>
Lucro antes da tributação (EBT)	1.213	1.352	11,4%	139
IR/CSLL	(286)	(361)	26,5%	(76)
Participações minoritárias	(208)	(230)	11,0%	(23)
<b>Lucro líquido Ex Minoritários</b>	<b>720</b>	<b>760</b>	<b>5,6%</b>	<b>40</b>
<b>Lucro líquido Ajustado</b>	<b>630</b>	<b>790</b>	<b>25,4%</b>	<b>160</b>
Investimentos	3.023	2.423	-19,9%	(600)

## MARGEM BRUTA AJUSTADA



De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 3T24 apresentou um crescimento de 12,6% em comparação ao 3T23, totalizando R\$ 4,3 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

O resultado é explicado principalmente pelo aumento da margem bruta do segmento de Distribuição, onde destaca-se o crescimento da Equatorial Goiás (R\$ 307,8 milhões), fruto da revisão tarifária realizada em outubro de 2023. Vale ressaltar que a redução da margem no segmento de Transmissão (- R\$ 16 milhões) se dá principalmente pela venda da INTESA, que não é mais consolidada no 3T24, enquanto no segmento de renováveis o aumento da margem reflete a entrada em operação dos complexos solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras, além do excedente de geração dos parques eólicos com contratos no ACR.

Neste trimestre, as variações de crescimento de mercado impactaram o resultado positivamente em R\$ 157 milhões, enquanto o aumento de tarifa somou R\$ 294 milhões, a melhora de perdas impactou em um resultado positivo de R\$ 92 milhões e os recebimentos da CDE que custeia o consumo da GD II e III atingiu R\$ 162 milhões no trimestre. Vale ressaltar que este trimestre teve uma variação negativa da Renda Não Faturada (-151,7 milhões) reflete os fortes volumes do ano passado, que deixaram o 3T23 com níveis de provisionamento acima do normal.

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes da Margem Bruta abertos por segmento:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T24 Total
<b>Receita Operacional</b>	-	36	-	-	-	<b>36</b>
AVC Complementar	-	36	-	-	-	<b>36</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>	(7)	8	-	-	-	<b>1</b>
Crédito PIS/COFINS	(7)	-	-	-	-	<b>(7)</b>
Alteração na Metodologia de amortização - PIS/COFINS	-	8	-	-	-	<b>8</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>(7)</b>	<b>44</b>	-	-	-	<b>37</b>
<b>Custos</b>	(30)	-	-	-	-	<b>(30)</b>
Ajustes de Processos Tarifários	(30)	-	-	-	-	<b>(30)</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>(38)</b>	<b>44</b>	-	-	-	<b>7</b>

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes do período:

*Receita Operacional:*

- (i) *AVC Complementar (Transmissão): Neste trimestre houve a reversão de avisos de crédito (AVCs) emitidos para as transmissoras do grupo, onde a finalidade era a arrecadação de multas de geradores inadimplentes no SIN. A partir deste trimestre, a contabilização deste efeito é realizada apenas no balanço patrimonial, e não transita mais pelo resultado, resultando na reversão dos efeitos que já haviam transitado na DRE.*

*Deduções da Receita Operacional:*

- (i) *Crédito PIS/COFINS (CEA): Efeito referente a compensação de créditos de PIS/COFINS contidos nas parcelas de reembolso da CCC, que não foram creditados em 2023 e tiveram seu efeito neste trimestre.*
- (ii) *Alteração na Metodologia de amortização - PIS/COFINS (Transmissão): Efeito que reflete a nova metodologia de amortização de PIS/COFINS na transmissão, e o efeito a maior no trimestre.*

*Custo do Serviço de Energia Elétrica:*

- (i) *Ajustes de Processos Tarifários (MA/PA): Efeito referente principalmente às baixas de ativos regulatórios.*

## CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	3T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	3T24	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	317	(38)	(4)	3	13	291	-8,3%	(26)
(+) Material	39	32	(0)	(2)	(2)	67	71,0%	28
(+) Serviço de terceiros	631	38	(7)	0	(12)	651	3,1%	19
(+) Outros	114	24	(0)	11	12	160	40,9%	47
(=) PMSO Reportado	<b>1.102</b>	<b>56</b>	<b>(12)</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>1.169</b>	<b>6,1%</b>	<b>68</b>
Ajustes	(15)	-	-	-	-	(31)	112,5%	(17)
<b>PMSO Ajustado</b>	<b>1.087</b>	<b>40</b>	<b>(12)</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>1.138</b>	<b>4,7%</b>	<b>51</b>
(-) Novos Ativos (Solares/INTESA)	(4)	-	-	-	(20)	(20)	408,3%	(16)
<b>PMSO Ajustado Ex Novos Ativos</b>	<b>1.083</b>	<b>40</b>	<b>(12)</b>	<b>13</b>	<b>(9)</b>	<b>1.119</b>	<b>3,3%</b>	<b>35</b>
(+) Provisões	212	17	-	-	2	231	9,2%	19
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	5	13	-	-	0	18	281,8%	13
(+) Outras receitas/despesas operacionais	117	(109)	-	-	16	24	-79,3%	(93)
(+) Depreciação e amortização	488	37	0	(9)	24	539	10,6%	52
<b>Custos e Despesas Reportado</b>	<b>1.923</b>	<b>14</b>	<b>(12)</b>	<b>4</b>	<b>53</b>	<b>1.983</b>	<b>3,1%</b>	<b>59</b>
IPCA (12 meses)				4,42%				
IGPM (12 meses)				4,53%				

\*Inclui PPA's e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou um crescimento de 4,7% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.087 milhões para R\$ 1.138 milhões. Ajustando o PMSO ajustado pelo efeito da entrada em operação dos parques solares de Ribeirão Gonçalves e Barreiras, que no trimestre adicionaram uma despesa de R\$ 19,5 milhões, e retirando o PMSO da INTESA do 3T23 (R\$ 3,8 milhões), o PMSO ajustado do trimestre seria de R\$ 1.119 milhões, e teria um crescimento de 3,3% contra o mesmo período do ano anterior, abaixo da inflação registrada no período.

A redução das Outras Receitas e Despesas Operacionais no segmento de Distribuição reflete a finalização dos processos tarifários que ocorreram no ano anterior, enquanto a variação de Outros Segmentos nesta linha reflete principalmente as despesas de impostos sobre receitas de aval.

Como principais efeitos do trimestre, destacamos:

- (i) Aumento de R\$ 40 milhões no segmento de Distribuição, principalmente pelos movimentos das distribuidoras no Maranhão, Pará e Piauí, que serão explicadas na seção de Distribuição do documento;
- (ii) Aumento de R\$ 13 milhões no segmento de renováveis, principalmente nas linhas de Outros e Pessoal, resultado da finalização dos parques solares; e
- (iii) Aumento de R\$ 11 milhões em Outros, explicado majoritariamente pelo aumento de Pessoal na Equatorial Serviços.

Na tabela abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes dos custos e despesas, abertos por segmento:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T24 Total
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>31</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>31</b>
Material	5	-	-	-	-	5
Serviços de Terceiros	17	-	-	-	-	17
Outros	8	-	-	-	-	8
Provisões	-	-	-	-	-	-
<b>Custos e Despesas</b>	<b>31</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>31</b>

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes que foram concentrados no segmento de Distribuição:

*Custos e Despesas Operacionais:*

*Material*

- (i) *Despesas com processo de primarização (Alagoas): aquisição de equipamentos de proteção individual e coletiva decorrente do processo de primarização na Equatorial Alagoas.*

*Serviços de Terceiros*

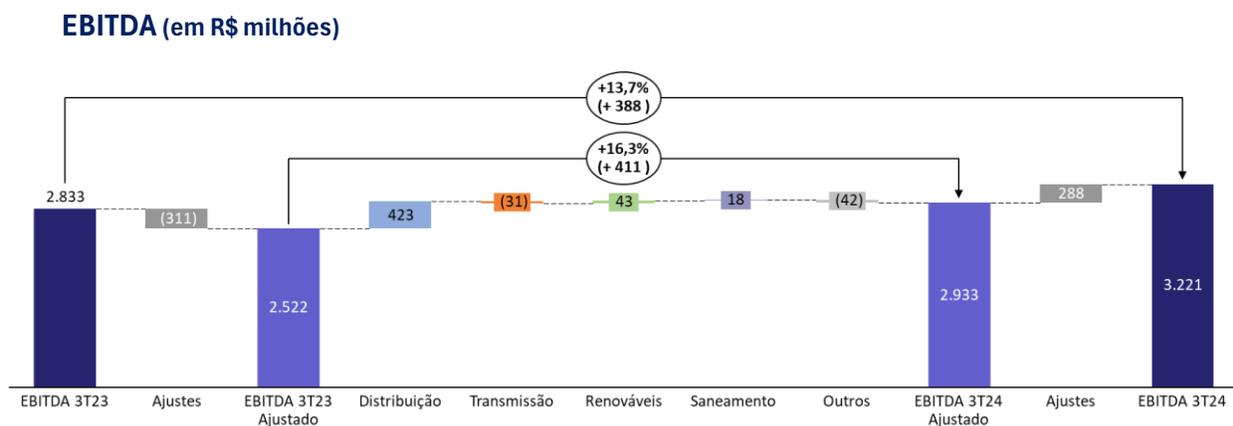
- (i) *Honorários advocatícios, despesas com o processo de primarização, consultorias e pagamentos retroativos (Maranhão, Piauí, Alagoas e Goiás): Ajustes referentes a despesas não recorrentes com honorários e consultorias em Goiás, pagamento retroativo de Serviços prestados no Piauí, consultorias e treinamentos do processo de primarização em Alagoas e despesa com consultoria de planejamento estratégico no Maranhão.*

*Outros*

- (i) *Doações realizadas pelas distribuidoras para o Instituto Equatorial, veículo do grupo que realiza investimentos sociais.*

Os efeitos individuais podem ser visualizados na tabela de não recorrentes da seção de Distribuição.

**EBITDA**



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 3.221 milhões no 3T24, valor 13,7% superior ao 3T23.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 2.933 milhões, 16,3% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 411 milhões superior, aumento proveniente do segmento de distribuição, que no trimestre teve uma variação de R\$ 423 milhões, onde destacamos a variação da Equatorial Goiás (R\$ 306 milhões).

É importante mencionar que o EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

A seguir apresentamos a conciliação do EBITDA, conforme Instrução CVM 156/22:

EBITDA	3T23	3T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>EBITDA Equatorial Societário</b>	<b>2.833</b>	<b>3.221</b>	<b>13,7%</b>	<b>388</b>
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>(311)</b>	<b>(288)</b>	<b>-7,5%</b>	<b>23</b>
Não Recorrentes	67	33	-50,5%	(34)
(-) IFRS9 (Transmissão)	(62)	(288)	368,2%	(227)
(-) VNR	(292)	(56)	-81,0%	237
(-) MtM	(24)	23	-192,9%	47
<b>EBITDA Equatorial Ajustado</b>	<b>2.522</b>	<b>2.933</b>	<b>16,3%</b>	<b>411</b>

Os efeitos não-recorrentes que impactaram o EBITDA estão relacionados a seguir.

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T24 Total
Margem Bruta	(38)	44	-	-	-	7
Custos e Despesas	31	-	-	-	-	31
Outras receitas/despesas operacionais	8	-	-	-	-	8
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)</i>	(56)	(288)	-	-	23	(321)
PPAs	-	-	-	-	(13)	(13)
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>(53)</b>	<b>(244)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>(288)</b>

Os ajustes do EBITDA representados nas seções anteriores “Margem Bruta” e “Custos e Despesas”. Para maiores detalhes, ver seção de “Distribuição”.

## RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro Líquido	3T23	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	3T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>								
(+) Rendas Financeiras	312	45	22	(12)	(57)	310	-0,6%	(2)
(+) Acréscimo Moratário - Venda de Energia	99	9	-	-	0	109	9,3%	9
(+) Encargos da dívida	(1.199)	(110)	(18)	(54)	4	(1.376)	14,8%	(178)
(+) Encargos CVA	26	(57)	-	-	-	(31)	-219,1%	(57)
(+) AVP - Comercial	8	4	-	-	-	12	57,3%	4
(+) Contingências	9	8	-	-	(77)	(60)	-776,8%	(69)
(+) Outras Receitas / Despesas	(244)	(65)	2	4	151	(152)	-37,8%	92
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(988)</b>	<b>(165)</b>	<b>6</b>	<b>(62)</b>	<b>21</b>	<b>(1.189)</b>	<b>20,3%</b>	<b>(200)</b>
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	46					28		
(-/+ Efeitos Não Caixa	55					(25)		
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(887)</b>					<b>(1.186)</b>	<b>33,7%</b>	<b>(299)</b>

É importante mencionar que, na linha de Efeitos não Caixa, estamos destacando o efeito da atualização da opção de compra sobre a participação de ações preferenciais na Equatorial Distribuição. Este efeito está sendo ajustado de maneira similar aos efeitos não recorrentes e o ajuste também foi mapeado para o 3T23.

Efeitos não recorrentes e não caixa do período:

<b>Não Recorrentes</b>	<b>Distribuição</b>	<b>Transmissão</b>	<b>Renováveis</b>	<b>Saneamento</b>	<b>Outros</b>	<b>3T24 Total</b>
<b>Receitas Financeiras</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Despesas Financeiras</b>	-	-	-	-	28	<b>28</b>
Fees de captações e assessores econômicos	-	-	-	-	28	<b>28</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	-	-	-	-	<b>28</b>	<b>28</b>
<b>Não Caixa</b>	<b>Distribuição</b>	<b>Transmissão</b>	<b>Renováveis</b>	<b>Saneamento</b>	<b>Outros</b>	<b>3T24 Total</b>
<b>Atualização PNs</b>	-	-	-	-	(25)	<b>(25)</b>

Abaixo as explicações dos efeitos não recorrentes:

*Despesas Financeiras*

- (i) *Fees de captações e assessores econômicos (Holding): Taxas referentes a captações e aos honorários de assessores econômicos que auxiliaram em processos de M&A.*

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.189 milhões negativos contra R\$ 989 milhões negativos no 3T23, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 3T24 foi de R\$ 1.186 milhões negativos, 33,6% maior em relação ao 3T23. Os encargos da dívida no trimestre são explicados principalmente pelo aumento da dívida no período (+ R\$ 6,4 bilhões vs 3T23) e refletem o financiamento para aquisição da participação de 15% da SABESP e os investimentos realizados no segmento de Distribuição e Renováveis, enquanto o restante da movimentação do período é referente as linhas de contingências e encargos CVA.

É importante ressaltar que este financiamento, feito através de uma nota comercial de R\$ 5,7 bilhões, teve R\$ 2,5 bilhões pré-pagos com o aumento de capital por subscrição privada.

## LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 990 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 790 milhões, R\$ 160 milhões maior que o mesmo período do ano anterior.

Lucro Líquido Consolidado ( R\$ Milhões)	3T23	3T24	Δ%	Δ
Distribuição	885	956	8,0%	71
Transmissão	147	258	75,9%	111
Intesa	22	-	-100,0%	(22)
Echoenergia	57	74	29,9%	17
Echo Crescimento	6	(38)	-718,9%	(45)
Serviços	25	(15)	-160,6%	(40)
CSA	(67)	(44)	-34,1%	23
PPAS	114	20	-82,3%	(94)
Holding + outros	(261)	(220)	-15,7%	41
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>928</b>	<b>990</b>	<b>6,8%</b>	<b>63</b>
<b>Ajustes Totais</b>	<b>(297)</b>	<b>(200)</b>	<b>-32,7%</b>	<b>97</b>
Ajustes Distribuição	(47)	(7)	-85,7%	40
Ajustes Transmissão	-	44	N/A	44
Ajustes Renováveis	-	-	N/A	-
Ajustes Saneamento	-	-	N/A	-
Ajustes Serviços	-	-	N/A	-
Ajustes PPAS e Holding	(30)	8	-126,7%	38
Ajustes PNs - Não caixa	55	(25)		
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(275)	(221)	-19,8%	55
<b>(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado</b>	<b>630</b>	<b>790</b>	<b>25,4%</b>	<b>160</b>
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>928</b>	<b>990</b>	<b>6,8%</b>	<b>63</b>
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(208)</i>	<i>(230)</i>	<i>11,0%</i>	<i>(23)</i>
<b>(=) Lucro Líquido Ex Minoritários</b>	<b>720</b>	<b>760</b>	<b>5,6%</b>	<b>40</b>

As participações minoritárias da companhia são afetadas pela atualização das ações PN emitidas na Equatorial Distribuição, e por isso não refletem a participação econômica existente na Equatorial. O Lucro Líquido Ajustado por minoritários, para uma visão mais aderente, deve levar em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 87,2 milhões, e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre atingiu R\$ 107,1 milhões. Realizando esses ajustes, o Lucro líquido ex minoritários seria de R\$ 796,3 milhões.

É importante ressaltar que o lucro líquido ajustado inclui os ajustes não caixa referentes a atualização da opção de compra das ações preferenciais na Equatorial Distribuição. O efeito está mapeado dentro do resultado financeiro e reflete a composição dos ajustes do lucro.

A variação dos impostos no período é resultado principalmente do aumento do LAIR, além do valor de impostos diferidos no período, que refletem a maior utilização do prejuízo fiscal nas companhias em turnaround.

Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes e não caixa que impactaram o lucro da companhia:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T24 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	(6)	44	-	-	-	38
Depreciação	-	-	-	-	-	-
Resultado Financeiro	-	-	-	-	28	28
Impostos	(0)	-	-	-	-	(0)
PPAs	-	-	-	-	(20)	(20)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	(25)	(25)
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos</i>	(37)	(199)	-	-	15	(221)
<b>Ajustes Totais Lucro Líquido</b>	<b>(43)</b>	<b>(155)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>(200)</b>

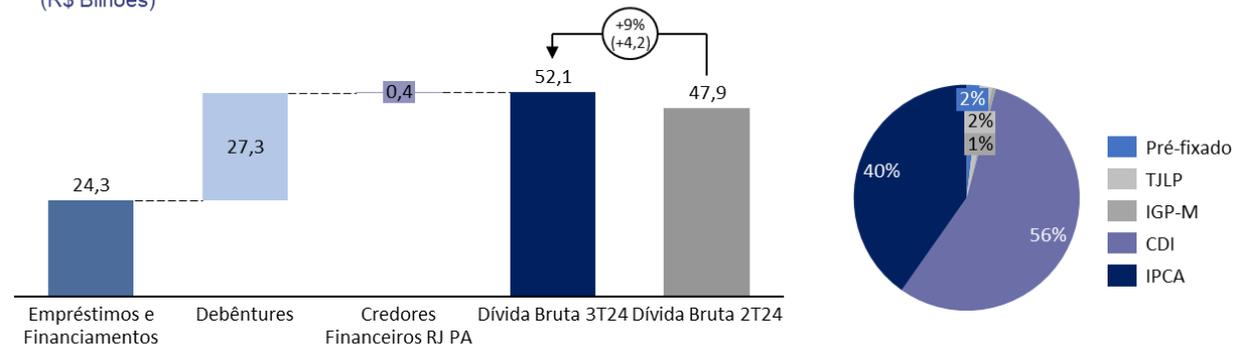
A linha de impostos ajusta o valor do trimestre para a incidência de impostos sobre o resultado recorrente, e a linha de Ajustes IFRS traz os efeitos não caixa já líquidos de impostos.

## ENDIVIDAMENTO

No trimestre, a dívida bruta consolidada, considerando empréstimos e financiamentos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 52,1 bilhões. Para abertura mais detalhada da dívida, visite o website de RI, na seção: Informações Financeiras – Dados Operacionais e Financeiros.

### Build-up Dívida Bruta

(R\$ Bilhões)



### Build-up Dívida Líquida / EBITDA\*

Visão Covenants

Os covenants da Equatorial consideram o EBITDA 12m das aquisições da companhia e desconsidera parte das dívidas de RJ

Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	52,1
(-) Ajustes Covenants	0,4
(-) Disponibilidades	10,8
<b>Dívida Líquida</b>	<b>41,6</b>
EBITDA Equatorial 12m	11,5
EBITDA Equivalência SBSP 12m	1,4
<b>EBITDA Covenants</b>	<b>12,9</b>
<b>Dívida líquida / EBITDA</b>	<b>3,2</b>

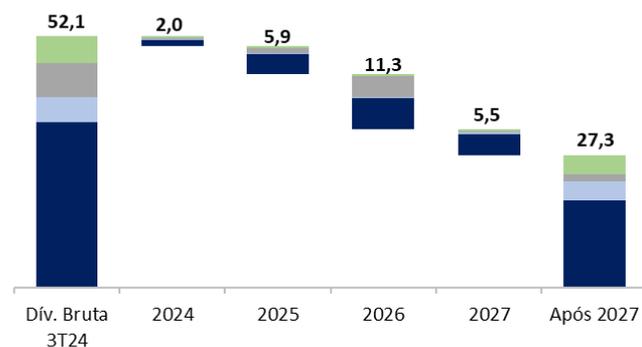
### Prazo e Custo Médio

**5,1 anos / 11,20% a.a.**

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

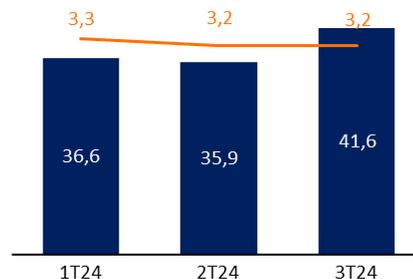
### Cronograma de Amortização

(R\$ Bi)



### Histórico Dívida Líquida / EBITDA

Visão Covenants (R\$ Bi)



\*Todas as dívidas da Equatorial possuem equivalência patrimonial no cálculo do EBITDA. Cerca de 94% das dívidas fazem o proforma de 12 meses da equivalência para ativos adquiridos, e somente 6,4% consolidarão a equivalência a partir do momento da aquisição de novos ativos, e para essas dívidas o covenant apurado é de 3,6x.

A dívida líquida apurada para fins de *covenants* atingiu R\$ 41,6 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,2x. A abertura do quadro de *covenants* apresenta o EBITDA da Equatorial, além da equivalência patrimonial da participação de 15% na SABESP, ambos referentes aos últimos 12 meses e em uma visão *covenants*.

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia fecharam o 3T24 em 2,0x.

## INVESTIMENTOS

As informações relativas aos Investimentos realizados consideram 100% dos nossos ativos nos períodos reportados. Os novos ativos, são considerados a partir de suas respectivas consolidações.

No 3T24, o total investido, consolidado, foi de R\$ 2,4 bilhões, volume 20% inferior ao registrado no 3T23.

A variação decorre principalmente da redução de 97% dos investimentos no segmento de renováveis, efeito que reflete a entrada em operação dos parques solares de Barreiras 1 e Ribeiro Gonçalves. A redução de 84% nos investimentos do segmento de Transmissão reflete a finalização da obra de reforço do Transformador Xingu, na SPE 8.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

Investimentos	3T23	3T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>Distribuição</b>	<b>1.824</b>	<b>2.330</b>	<b>28%</b>	<b>507</b>
Ativos elétricos	1.311	1.607	23%	296
Obrigações especiais	333	529	59%	197
Ativos não elétricos	180	194	8%	14
<b>Transmissão</b>	<b>54</b>	<b>8</b>	<b>-84%</b>	<b>-45</b>
SPEs 1 a 8	54	8	-84%	-45
Intesa	0	-	100%	0
<b>Renováveis</b>	<b>1.095</b>	<b>38</b>	<b>-97%</b>	<b>-1.057</b>
Ativos Operacionais	21	20	-6%	-1
Projetos em desenvolvimento	1.074	18	-	-1.056
<b>Saneamento</b>	<b>18</b>	<b>41</b>	<b>125%</b>	<b>23</b>
<b>Outros</b>	<b>33</b>	<b>5</b>	<b>-83%</b>	<b>-27</b>
<b>Total Equatorial</b>	<b>3.023</b>	<b>2.423</b>	<b>-20%</b>	<b>-600</b>

## ESG (Environmental, Social and Governance)

Durante o trimestre, o Grupo Equatorial registrou avanços significativos em sua Jornada de Segurança, estruturada em cinco pilares fundamentais. No pilar de liderança, a Companhia capacitou 1.017 líderes pelo "Protagonistas da Segurança", programa que tem como objetivo promover a cultura de segurança por meio da atuação proativa dos líderes, principais responsáveis pela implementação de iniciativas de comportamento seguro e defesa da agenda de segurança dentro das equipes. A Jornada também se estendeu fortemente para as ações junto à população, contabilizando 354 palestras sobre a temática em escolas públicas e particulares, além das 6.033 ações realizadas pela CIPA, no pilar comportamento.

Na gestão de SF6, a Companhia deu um passo importante na atuação preventiva de vazamentos, adquirindo mais uma câmera térmica que detecta e visualiza possíveis vazamentos de gás SF6 a partir de uma distância segura, sem necessidade de interrupção dos processos de operação. O equipamento atenderá a Equatorial Maranhão, que concentra hoje o maior número de disjuntores a gás SF6 do Grupo.

Ainda no trimestre, junto à comemoração dos 20 anos, a Companhia lançou oficialmente o Instituto Equatorial, que passa a coordenar e implementar suas iniciativas em responsabilidade social por meio de três eixos fundamentais de atuação. No Mobiliza, o foco é em empregabilidade e transformação; no Tecendo Futuros, a atenção se volta para projetos educativos e, no Impulsiona, a Companhia busca catalisar projetos em empreendedorismo e biodiversidade.

Saiba mais sobre nossos indicadores, disponibilizados a cada trimestre, no quadro abaixo:

Indicadores ESG	Medida	3T23	3T24	Δ%
<b>Ambiental</b>				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	6.718	190.974	2742,8%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0	0	-51,0%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	3.036	5.453	79,6%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	27.037	18.473	-31,7%
<b>Social</b>				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	34,3%	35,2%	0,9p.p.
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	20,8%	22,2%	1,4p.p.
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	46,8%	49,3%	2,5p.p.
% de Fornecedores Locais	%	38,4%	42,8%	4,4p.p.
Investimentos Sociais	R\$ mil	17.258	64.764	275,3%
TG Próprios	#	13	19	46,2%
TG Terceiros	#	339	1.050	209,7%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	1	2	100,0%
Número de Acidentes com a População	#	14	4	-71,4%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.158	4.496	8,1%
<b>Governança</b>				
% de Conselheiros Independentes <sup>1</sup>	%	75,0%	85,7%	10,7p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	25,0%	14,0%	-44,0%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	94,0%	93,9%	-0,1%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	99	118	19,2%

1 - Considera composição atual

2 - É importante destacar que, até o ano passado, o controle da Trilha de Integridade era realizado apenas nas empresas EQTL MA, EQTL PA, EQTL PI, EQTL AL, EQTL ENERGIA e EQTL TRANSMISSÃO. A partir de janeiro de 2024, a Companhia passou a monitorar todas as unidades de negócio.

3 - A partir do terceiro trimestre de 2024, o Grupo Equatorial passou a incluir as categorias pretos e pardos no indicador de '% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes'. Anteriormente, apenas era contabilizado no indicador os empregados que se autodeclararam como negros.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

## DISTRIBUIÇÃO

## DESEMPENHO COMERCIAL

Medida	3T23								3T24								
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
Energia Injetada SIN	GWh	2.458	3.700	1.323	1.171	2.135	522	4.568	15.877	2.523	3.857	1.270	1.157	2.262	519	4.654	16.243
Sistema isolado	GWh	-	64	-	-	-	14	-	78	-	70	-	-	-	16	-	86
Energia Injetada pela GD	GWh	139	187	143	73	71	10	314	938	214	311	221	130	73	24	474	1.448
<b>Energia Injetada Total</b>	<b>GWh</b>	<b>2.597</b>	<b>3.951</b>	<b>1.466</b>	<b>1.244</b>	<b>2.206</b>	<b>546</b>	<b>4.882</b>	<b>16.893</b>	<b>2.737</b>	<b>4.238</b>	<b>1.491</b>	<b>1.287</b>	<b>2.336</b>	<b>558</b>	<b>5.129</b>	<b>17.777</b>
Δ%	%									5,4%	7,3%	1,7%	3,5%	5,9%	2,2%	5,0%	5,2%
Residencial - convencional	GWh	718	801	316	260	698	85	1.252	4.130	742	818	306	258	801	113	1.292	4.332
Residencial - baixa renda	GWh	415	452	211	134	99	88	187	1.586	441	478	203	166	122	96	255	1.761
Industrial	GWh	40	93	24	28	56	7	98	347	34	73	18	21	43	11	87	287
Comercial	GWh	164	357	142	128	324	72	413	1.600	150	324	123	111	324	60	402	1.495
Outros	GWh	411	401	233	186	228	56	829	2.344	427	422	240	176	208	47	856	2.376
<b>Consumidores Cativos</b>	<b>GWh</b>	<b>1.748</b>	<b>2.104</b>	<b>925</b>	<b>736</b>	<b>1.406</b>	<b>310</b>	<b>2.779</b>	<b>10.008</b>	<b>1.794</b>	<b>2.115</b>	<b>891</b>	<b>732</b>	<b>1.499</b>	<b>328</b>	<b>2.891</b>	<b>10.251</b>
Industrial	GWh	109	339	33	164	282	2	923	1.852	119	350	41	162	287	3	988	1.949
Comercial	GWh	121	206	55	56	172	6	159	774	142	246	66	81	195	19	192	942
Outros	GWh	4	32	18	1	22	4	35	115	11	36	20	29	44	4	65	209
<b>Consumidores livres</b>	<b>GWh</b>	<b>234</b>	<b>577</b>	<b>107</b>	<b>221</b>	<b>475</b>	<b>11</b>	<b>1.116</b>	<b>2.741</b>	<b>272</b>	<b>632</b>	<b>127</b>	<b>272</b>	<b>526</b>	<b>26</b>	<b>1.246</b>	<b>3.100</b>
Energia de Conexão	GWh	5	11	43	4	13	0	3	79	3	5	46	5	16	0	3	78
<b>Energia Faturada</b>	<b>GWh</b>	<b>1.987</b>	<b>2.691</b>	<b>1.075</b>	<b>961</b>	<b>1.894</b>	<b>321</b>	<b>3.898</b>	<b>12.828</b>	<b>2.070</b>	<b>2.752</b>	<b>1.064</b>	<b>1.009</b>	<b>2.041</b>	<b>353</b>	<b>4.140</b>	<b>13.429</b>
Δ%	%									4,1%	2,2%	-1,1%	5,0%	7,7%	10,1%	6,2%	4,7%
Energia de Compensação GD	GWh	119	153	119	55	66	8	260	781	162	244	161	83	80	18	350	1.099
<b>Energia Distribuída</b>	<b>GWh</b>	<b>2.106</b>	<b>2.845</b>	<b>1.194</b>	<b>1.016</b>	<b>1.960</b>	<b>329</b>	<b>4.159</b>	<b>13.609</b>	<b>2.232</b>	<b>2.996</b>	<b>1.225</b>	<b>1.093</b>	<b>2.121</b>	<b>372</b>	<b>4.490</b>	<b>14.527</b>
Δ%	%									6,0%	5,3%	2,6%	7,5%	8,2%	13,0%	8,0%	6,7%
<b>Número de Consumidores</b>	<b>#</b>	<b>2.720</b>	<b>2.973</b>	<b>1.497</b>	<b>1.343</b>	<b>1.909</b>	<b>214</b>	<b>3.333</b>	<b>13.990</b>	<b>2.780</b>	<b>3.030</b>	<b>1.535</b>	<b>1.382</b>	<b>1.947</b>	<b>233</b>	<b>3.417</b>	<b>14.324</b>
Δ%	%									2,2%	1,9%	2,5%	2,8%	2,0%	9,0%	2,5%	2,4%
Perdas totais	GWh	491	1.106	273	228	245	218	723	3.284	506	1.242	267	195	215	187	638	3.249
<b>Perdas Totais / Injetada Total - 12m</b>	<b>%</b>	<b>17,7%</b>	<b>27,6%</b>	<b>18,0%</b>	<b>18,6%</b>	<b>13,4%</b>	<b>41,5%</b>	<b>12,3%</b>	<b>18,6%</b>	<b>17,8%</b>	<b>27,8%</b>	<b>17,6%</b>	<b>17,4%</b>	<b>12,9%</b>	<b>35,6%</b>	<b>11,0%</b>	<b>17,9%</b>
<i>Perdas Regulatórias - 12m</i>	<i>%</i>	<i>16,9%</i>	<i>27,2%</i>	<i>20,4%</i>	<i>21,1%</i>	<i>11,0%</i>	<i>33,7%</i>	<i>11,7%</i>	<i>18,0%</i>	<i>17,5%</i>	<i>28,3%</i>	<i>19,7%</i>	<i>19,8%</i>	<i>11,2%</i>	<i>33,5%</i>	<i>12,3%</i>	<i>18,4%</i>

## PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	3T23	2T24	3T24	Regulatório 3T24 LTM	Δ 3T23	Δ 2T24	Δ Regulatório	Regulatório 3T24 Homologado
<b>Consolidado</b>	<b>18,6%</b>	<b>18,2%</b>	<b>17,9%</b>	<b>18,4%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>18,4%</b>
Equatorial Maranhão	17,7%	17,9%	17,8%	17,3%	0,0%	-0,1%	0,5%	17,5%
Equatorial Pará	27,6%	27,4%	27,8%	28,3%	0,2%	0,4%	-0,5%	28,5%
Equatorial Piauí	18,0%	17,8%	17,6%	19,7%	-0,5%	-0,2%	-2,1%	19,6%
Equatorial Alagoas	18,6%	18,2%	17,4%	19,8%	-1,2%	-0,7%	-2,4%	17,8%
CEEE-D	13,4%	13,4%	12,9%	11,2%	-0,5%	-0,5%	1,7%	11,3%
CEA <sup>1</sup>	41,5%	37,3%	35,6%	33,5%	-5,9%	-1,7%	2,1%	33,6%
Equatorial Goiás	12,3%	11,5%	11,0%	12,3%	-1,3%	-0,6%	-1,3%	12,3%

<sup>1</sup>Em relação à cobertura tarifária para compra de energia da CEA, cumpre destacar que além do valor usual implícito no nível de perdas regulatórias, na REH 3.313, de 26 de março de 2024, a Aneel homologou o valor de adicional R\$ 71 milhões, a ser recebido em 12 parcelas, referente ao parágrafo único do art. 4º b da lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009. este mecanismo complementar, previsto em lei, se extingue no processo tarifário de 2025, e o montante de energia associado é reduzido gradativamente 25% a cada ano.

As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [cli-que aqui.](#)

**PERCENTUAL DE CONTRATAÇÃO (12 meses)**

A seguir, apresentamos a expectativa do nível de contratação das distribuidoras para o ano de 2024 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

2024	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	104,23%	102,88%	104,09%	104,99%	103,22%	108,40%	104,99%
% desconsiderando involuntária	104,23%	102,88%	104,09%	104,99%	103,22%	102,61%	104,99%

**PECLD e ARRECADAÇÃO - TRIMESTRE**

PECLD / ROB <sup>1</sup>	3T23	3T24	Δ	Arrecadação - IAR	3T23	3T24	Δ
Equatorial Maranhão	1,40%	1,61%	0,21 p.p.	Equatorial Maranhão	97,67%	98,00%	0,33 p.p.
Equatorial Pará	2,08%	2,16%	0,08 p.p.	Equatorial Pará	95,10%	98,00%	2,9 p.p.
Equatorial Piauí	1,44%	1,68%	0,24 p.p.	Equatorial Piauí	102,03%	99,20%	-2,83 p.p.
Equatorial Alagoas	1,04%	-1,03%	-2,08 p.p.	Equatorial Alagoas	99,47%	103,50%	4,03 p.p.
CEEE-D	1,94%	2,28%	0,35 p.p.	CEEE-D	102,29%	97,70%	-4,59 p.p.
CEA	-0,86%	2,69%	3,55 p.p.	CEA	93,30%	99,30%	6 p.p.
Equatorial Goiás	-0,22%	0,47%	0,69 p.p.	Equatorial Goiás	99,10%	102,00%	2,9 p.p.
<b>Consolidado</b>	<b>1,17%</b>	<b>1,36%</b>	<b>0,19 p.p.</b>	<b>Consolidado</b>	<b>98,42%</b>	<b>99,60%</b>	<b>1,18 p.p.</b>

<sup>1</sup> Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,36% da ROB. O indicador é influenciado principalmente pela PECLD/ROB do Rio Grande do Sul, que teve os níveis de provisões mais altos no trimestre como resultado do evento climático e da situação de calamidade que incorreu sobre o estado em maio. Os efeitos por empresa estão abertos na seção de despesas operacionais da distribuição.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 99,6%, com destaque para os níveis de arrecadação da Equatorial Alagoas (103,5%) e da Equatorial Goiás (102,0%).

**DESEMPENHO OPERACIONAL****DEC e FEC (12 meses)**

Distribuidoras	3T23	2T24	3T24	Regulatório	Δ 3T23	Δ 2T24	Δ Regulatório
<b>DEC</b>							
Equatorial Maranhão	15,5	14,2	14,0	14,2	-1,5	-0,2	-0,2
Equatorial Pará	17,0	18,2	18,7	22,5	1,7	0,5	-3,9
Equatorial Piauí	23,6	24,3	23,2	20,0	-0,3	-1,0	3,3
Equatorial Alagoas	16,2	17,7	18,5	15,5	2,4	0,8	3,0
CEEE-D	16,8	19,3	20,5	8,4	3,7	1,3	12,1
CEA	36,4	34,4	34,1	45,8	-2,2	-0,2	-11,7
Equatorial Goiás	20,4	20,1	18,5	11,4	-1,9	-1,6	7,1
<b>FEC</b>							
Equatorial Maranhão	6,4	6,1	6,0	8,3	-0,4	-0,1	-2,3
Equatorial Pará	8,5	8,0	8,0	16,9	-0,5	-0,1	-8,9
Equatorial Piauí	9,3	8,4	7,9	13,2	-1,4	-0,5	-5,3
Equatorial Alagoas	7,0	6,9	6,9	12,9	-0,1	0,1	-6,0
CEEE-D	8,1	7,4	7,8	6,0	-0,3	0,4	1,8
CEA	16,4	14,4	13,7	30,7	-2,7	-0,7	-17,0
Equatorial Goiás	10,6	9,9	8,9	7,7	-1,7	-1,1	1,1

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC<sup>2</sup> e FEC<sup>3</sup>, ambos no período de 12 meses.

Neste trimestre temos como destaque as reduções vs o 2T24 do DEC da Equatorial Goiás e da Equatorial Piauí (-1,6h e -1,0h), respectivamente. No comparativo com o 3T23, destacamos as reduções do Amapá (-2,2h), de Goiás (-1,9h) e do Maranhão (-1,5h). As reduções nas empresas refletem principalmente os investimentos realizados no período e no Piauí, a melhora contra o 2T24 é resultado da mobilização completa de equipes de campo que ocorreu neste trimestre.

Nas concessões do Pará e de Alagoas, a piora momentânea dos indicadores de qualidade é resultado do processo de transição de equipes terceirizadas. Em Alagoas estamos realizando a primarização de equipes na concessão, e no Pará estamos realizando a transição entre equipes terceirizadas apenas da regional sul da concessão, efeitos que se justificam principalmente para aumentar a efetividade das equipes e pela conformidade com padrões de segurança do grupo.

Na CEEE-D, o aumento do DEC deve-se aos seguidos eventos climáticos que tem afetado o estado do Rio Grande do Sul, que neste trimestre tiveram também a incidência de ciclones extratropicais e dificultam a manutenção de rede pela grande mobilização de equipes voltadas para atendimento emergencial. Apesar das mecânicas de expurgos do indicador, parte do impacto causado na rede não pode ser expurgado, aumentando o indicador.

Atualmente, três das sete concessões da Equatorial estão dentro do limite regulatório.

2 Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor - indica a duração média das interrupções, em horas por cliente por período

3 Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor - indica a frequência das interrupções de fornecimento, em número de interrupções por cliente por período

## DESEMPENHO FINANCEIRO

## MARGEM BRUTA

Análise da receita	3T23								3T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
<b>R\$ milhões</b>																	
<b>(+) Vendas as classes</b>	<b>1.362</b>	<b>2.277</b>	<b>807</b>	<b>744</b>	<b>1.085</b>	<b>260</b>	<b>2.189</b>	<b>8.723</b>	<b>1.515</b>	<b>2.391</b>	<b>900</b>	<b>703</b>	<b>1.201</b>	<b>289</b>	<b>2.463</b>	<b>9.463</b>	<b>8%</b>
Renda Não Faturada	27	44	(9)	10	(5)	6	99	173	(4)	(16)	(4)	(8)	(24)	3	74	21	-88%
<b>(+) Ult. de demanda / reativo excedente</b>	<b>(4)</b>	<b>(20)</b>	<b>(4)</b>	<b>(3)</b>	<b>(4)</b>	<b>(1)</b>	<b>(13)</b>	<b>(49)</b>	<b>(4)</b>	<b>(14)</b>	<b>(4)</b>	<b>(3)</b>	<b>(6)</b>	<b>(1)</b>	<b>(18)</b>	<b>(50)</b>	<b>3%</b>
<b>(+) Outras receitas</b>	<b>222</b>	<b>708</b>	<b>128</b>	<b>144</b>	<b>241</b>	<b>49</b>	<b>467</b>	<b>1.959</b>	<b>342</b>	<b>606</b>	<b>206</b>	<b>199</b>	<b>271</b>	<b>32</b>	<b>503</b>	<b>2.159</b>	<b>10%</b>
Subvenção baixa renda	82	111	47	42	14	9	32	336	93	122	55	49	17	10	47	393	17%
Subvenção CDE outros	30	143	18	20	39	26	124	402	51	132	21	28	43	(6)	76	343	-14%
CDE Geração Distribuída	-	-	-	-	-	-	-	-	21	82	27	14	3	-	14	162	N/A
Uso da rede	46	128	33	61	134	6	246	655	57	152	36	62	150	11	265	734	12%
Atualização ativo financeiro	16	259	1	1	4	0	11	292	32	(0)	0	2	10	1	11	56	-81%
Bandeira Tarifária	6	8	3	3	5	1	-	27	34	43	17	15	8	7	0	124	360%
Multa por atraso de pagamento	13	22	8	6	8	2	18	77	17	26	10	7	3	7	22	92	19%
<b>(+) Outras receitas operacionais</b>	<b>28</b>	<b>37</b>	<b>16</b>	<b>12</b>	<b>38</b>	<b>3</b>	<b>36</b>	<b>170</b>	<b>37</b>	<b>50</b>	<b>39</b>	<b>23</b>	<b>37</b>	<b>2</b>	<b>69</b>	<b>257</b>	<b>51%</b>
Outras Receitas (Parcela B)	18	21	6	6	31	2	25	108	15	24	9	7	26	2	29	112	4%
<b>(+) Suprimento</b>	<b>2</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>16</b>	<b>48</b>	<b>5</b>	<b>24</b>	<b>110</b>	<b>33</b>	<b>41</b>	<b>18</b>	<b>35</b>	<b>81</b>	<b>10</b>	<b>83</b>	<b>302</b>	<b>174%</b>
<b>(+) Valores a receber de parcela A</b>	<b>68</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	<b>12</b>	<b>133</b>	<b>20</b>	<b>7</b>	<b>265</b>	<b>85</b>	<b>83</b>	<b>26</b>	<b>70</b>	<b>234</b>	<b>83</b>	<b>438</b>	<b>1.020</b>	<b>284%</b>
<b>(+) Receita de construção</b>	<b>324</b>	<b>604</b>	<b>150</b>	<b>166</b>	<b>175</b>	<b>99</b>	<b>386</b>	<b>1.904</b>	<b>300</b>	<b>691</b>	<b>191</b>	<b>150</b>	<b>225</b>	<b>64</b>	<b>639</b>	<b>2.261</b>	<b>19%</b>
<b>(=) Receita operacional bruta</b>	<b>1.974</b>	<b>3.587</b>	<b>1.103</b>	<b>1.079</b>	<b>1.678</b>	<b>431</b>	<b>3.061</b>	<b>12.913</b>	<b>2.271</b>	<b>3.799</b>	<b>1.337</b>	<b>1.155</b>	<b>2.007</b>	<b>478</b>	<b>4.108</b>	<b>15.155</b>	<b>17%</b>
<b>(+) Deduções à receita</b>	<b>(499)</b>	<b>(808)</b>	<b>(328)</b>	<b>(307)</b>	<b>(477)</b>	<b>(93)</b>	<b>(903)</b>	<b>(3.413)</b>	<b>(596)</b>	<b>(894)</b>	<b>(361)</b>	<b>(320)</b>	<b>(602)</b>	<b>(93)</b>	<b>(1.095)</b>	<b>(3.961)</b>	<b>16%</b>
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(393)	(647)	(268)	(201)	(294)	(71)	(548)	(2.423)	(482)	(719)	(280)	(219)	(376)	(79)	(683)	(2.838)	17%
Compensações Indicadores de Qualidade	(4)	(6)	(4)	(3)	(7)	(1)	(26)	(50)	(5)	(10)	(4)	(4)	(15)	(3)	(29)	(69)	38%
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(102)	(155)	(55)	(103)	(176)	(20)	(329)	(940)	(109)	(165)	(77)	(98)	(211)	(11)	(383)	(1.054)	12%
<b>(=) Receita operacional líquida</b>	<b>1.475</b>	<b>2.779</b>	<b>775</b>	<b>773</b>	<b>1.201</b>	<b>339</b>	<b>2.158</b>	<b>9.500</b>	<b>1.675</b>	<b>2.905</b>	<b>976</b>	<b>834</b>	<b>1.405</b>	<b>385</b>	<b>3.013</b>	<b>11.194</b>	<b>18%</b>
<b>(-) Receita de construção</b>	<b>(324)</b>	<b>(604)</b>	<b>(150)</b>	<b>(166)</b>	<b>(175)</b>	<b>(99)</b>	<b>(386)</b>	<b>(1.904)</b>	<b>(300)</b>	<b>(691)</b>	<b>(191)</b>	<b>(150)</b>	<b>(225)</b>	<b>(64)</b>	<b>(639)</b>	<b>(2.261)</b>	<b>19%</b>
<b>(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção</b>	<b>1.151</b>	<b>2.175</b>	<b>625</b>	<b>607</b>	<b>1.026</b>	<b>240</b>	<b>1.772</b>	<b>7.596</b>	<b>1.375</b>	<b>2.214</b>	<b>785</b>	<b>684</b>	<b>1.180</b>	<b>321</b>	<b>2.375</b>	<b>8.933</b>	<b>18%</b>
<b>(-) Energia comprada e transporte e Encargos</b>	<b>(609)</b>	<b>(895)</b>	<b>(338)</b>	<b>(334)</b>	<b>(717)</b>	<b>(127)</b>	<b>(1.037)</b>	<b>(4.058)</b>	<b>(770)</b>	<b>(1.168)</b>	<b>(409)</b>	<b>(406)</b>	<b>(840)</b>	<b>(148)</b>	<b>(1.394)</b>	<b>(5.134)</b>	<b>27%</b>
<b>(=) Margem Bruta</b>	<b>543</b>	<b>1.280</b>	<b>287</b>	<b>273</b>	<b>309</b>	<b>113</b>	<b>735</b>	<b>3.539</b>	<b>605</b>	<b>1.045</b>	<b>376</b>	<b>278</b>	<b>340</b>	<b>173</b>	<b>981</b>	<b>3.799</b>	<b>7%</b>
<b>(+) Não-Recorrentes</b>	<b>34</b>	<b>20</b>	<b>-</b>	<b>(25)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(62)</b>	<b>(34)</b>	<b>(7)</b>	<b>(23)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(7)</b>	<b>-</b>	<b>(38)</b>	<b>11%</b>
<b>(-) VNR</b>	<b>(16)</b>	<b>(259)</b>	<b>(1)</b>	<b>(1)</b>	<b>(4)</b>	<b>(0)</b>	<b>(11)</b>	<b>(292)</b>	<b>(32)</b>	<b>0</b>	<b>(0)</b>	<b>(2)</b>	<b>(10)</b>	<b>(1)</b>	<b>(11)</b>	<b>(56)</b>	<b>-81%</b>
<b>(=) Margem Bruta Ajustada</b>	<b>560</b>	<b>1.041</b>	<b>285</b>	<b>247</b>	<b>305</b>	<b>112</b>	<b>662</b>	<b>3.212</b>	<b>566</b>	<b>1.023</b>	<b>376</b>	<b>277</b>	<b>330</b>	<b>165</b>	<b>970</b>	<b>3.706</b>	<b>15%</b>
<i>Δ% Margem Bruta Ajustada</i>									<i>1,0%</i>	<i>-1,7%</i>	<i>31,7%</i>	<i>12,1%</i>	<i>8,0%</i>	<i>47,1%</i>	<i>46,5%</i>	<i>15,4%</i>	

No 3T24, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,7 bilhões, 15,4% maior do que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 493,6 milhões.

## DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	3T23									3T24									Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total			
R\$ milhões																			
(+) Pessoal	55	42	26	21	58	7	37	245	45	39	23	24	32	5	39	207	-16%		
(+) Material	3	3	2	2	0	(0)	19	29	8	11	5	7	7	2	22	61	113%		
(+) Serviço de terceiros	103	125	56	46	79	25	230	664	117	118	70	49	94	24	230	703	6%		
(+) Outros	4	0	2	0	16	0	8	31	10	10	7	4	11	2	11	54	78%		
(=) PMSO Reportado	165	169	87	69	153	32	293	969	179	179	104	84	144	33	303	1.025	6%		
Ajustes	-	-	-	-	(8)	-	(7)	(15)	(5)	-	(3)	(11)	(2)	-	(11)	(31)	113%		
PMSO Ajustado	165	169	87	69	145	32	287	954	174	179	102	74	142	33	292	994	4%		
PECLD e perdas	23	62	14	10	29	(3)	(6)	129	32	67	19	(10)	41	11	16	176	37%		
% Receita bruta (s/ receita de construção)	1,4%	2,1%	1,4%	1,0%	1,9%	-0,9%	-0,2%	1,2%	1,6%	2,2%	1,7%	-1,0%	2,3%	2,7%	0,5%	1,4%			
Provisões - contingências	4	1	(0)	2	21	1	19	48	4	2	2	4	12	(1)	20	44	-9%		
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	45	45	-	-	-	-	-	-	20	20	-56%		
(+) Provisões	27	63	13	11	50	(2)	59	222	36	69	21	(6)	53	10	56	239	8%		
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	1	-	-	-	3	-	5	-	16	-	-	-	2	-	18	282%		
(+) Outras receitas/despesas operacionais	31	54	6	4	2	0	20	117	19	(16)	3	5	28	2	(32)	8	-93%		
(+) Depreciação e amortização	62	104	37	24	31	9	153	420	70	67	41	32	40	12	196	457	9%		
(=) Custos e despesas gerenciáveis	285	391	143	109	236	44	526	1.733	304	314	169	115	265	59	522	1.748	1%		
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	233	239	234	209	301	620	379	282	254	237	249	208	294	587	344	278			
Δ% PMSO por Consumidor									9,1%	-0,8%	6,5%	-0,7%	-2,3%	-5,3%	-9,3%	-1,5%			

### MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, cresceu 9,1%, totalizando R\$ 254. Vale ressaltar que, apesar do aumento do indicador, o PMSO deste tri reduziu R\$ 10,7 milhões contra o 2T24.

O PMSO ajustado do período totalizou R\$ 174 milhões, com um aumento de 5,5% entre trimestres, ou R\$ 9 milhões.

A redução na linha de **Pessoal** reflete o início do contrato de compartilhamento da Equatorial Goiás com as demais empresas do grupo, que no ano passado ainda não estava vigente. O aumento na rubrica de **Serviços de Terceiros** é resultado de: (i) a troca do agente arrecadador da distribuidora (+ R\$ 3,4 milhões), (ii) o maior volume de limpeza de faixa no período (+R\$ 1 milhão), (iii) maiores despesas com plantão devido a renegociação de preços com terceiros (+R\$ 1 milhão), e (iv) um pagamento represado referente a serviços de telecom (+R\$ 1,5 milhão). Já na linha de **Outros**, o aumento é explicado pelas maiores despesas com marketing e doações no trimestre (+R\$ 2,9 milhões).

No 3T24, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 32 milhões e representa 1,61% da ROB, um leve aumento em relação ao 3T23, reflexo do maior envelhecimento de dívidas do segmento baixa renda.

### PARÁ

No 3T24, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 237, uma redução de 0,8% em relação ao 3T23, enquanto o PMSO ajustado alcançou R\$ 179 milhões, cerca de 5,5% acima do 3T23, ou R\$ 9 milhões.

O aumento das despesas no período reflete a maior aquisição de materiais para estoque e atendimento de plantões na linha de **Material**, e o maior volume de marketing e doações no trimestre, que afetaram a linha de **Outros**.

No 3T24, a **PECLD** alcançou R\$ 67 milhões, 2,2% da ROB. O aumento entre trimestres é resultado principalmente do aumento do maior provisionamento do poder público, do baixa renda e de alguns clientes do varejo.

### PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 249, um aumento de 6,5% contra o 3T23. O PMSO ajustado do trimestre apresentou um aumento de 17,3%, ou R\$ 15 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

O aumento do PMSO no trimestre é explicado majoritariamente pelo aumento na linha de **Serviços de Terceiros**, onde o aumento de R\$ 12 milhões entre trimestres reflete o efeito da mobilização completa de equipes neste ano e ao aumento de produtividade das equipes, além do maior volume de ações de limpeza de faixa e da troca do agente arrecadador da distribuidora, e reflete melhor o nível de despesas recorrentes da linha. O aumento na linha de **Outros** é resultado do aumento das doações e marketing no período.

No 3T24, a **PECLD** registrou provisão de R\$ 19 milhões, 1,7% da ROB e 0,2 p.p. acima do 3T23, mas em linha com o 2T24. O maior nível de PECLD no trimestre é resultado do maior nível de envelhecimento de dívidas da classe residencial.

## ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 208, 0,7% menor que o 3T23, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 6,3%, ou R\$ 4 milhões.

O aumento do PMSO ajustado do trimestre reflete a maior despesa com salários e maior headcount na linha de **Pessoal** e o aumento de despesas com doações e marketing na linha de **Outros**.

A **PECLD** do período apresentou uma reversão de R\$ 10 milhões no período, motivada pelas renegociações realizadas com o poder público no trimestre e representa -1,03% da ROB.

## CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 294, uma redução de 2,3%. O PMSO ajustado do período apresentou uma redução de 2,3% entre trimestres.

A redução no trimestre se dá, principalmente, na linha de **Pessoal** pela transferência dos pagamentos de juros referentes ao plano de pensão da CEEE-D para a linha de despesas financeiras, em linha com a prática de mercado, e teve um impacto no trimestre de R\$ 24 milhões. A redução foi parcialmente compensada pelo aumento na rubrica de **Serviços de Terceiros**, que apresentou um aumento de R\$ 15 milhões e reflete a mobilização adicional de equipes para plantões e emergências.

Desconsiderando o efeito da migração dos pagamentos de plano de pensão para o resultado financeiro, o PMSO ajustado do período teria apresentado um crescimento de R\$ 21 milhões, ou 14,2%.

A **PECLD** registrou R\$ 41 milhões, impactada pela interrupção das ferramentas de cobrança nos meses de julho e agosto devido ao evento climático ocorrido no 2T24. Com esse resultado, a PECLD/ROB atingiu 2,28%.

## CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 587, valor 5,3% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 33 milhões, em linha com o registrado no 3T23.

Por fim, no 3T24 a **PECLD** atingiu R\$ 11 milhões e representa 2,69% da ROB. O aumento da PECLD do trimestre reflete o menor volume de renegociações no trimestre, além do envelhecimento de dívidas da companhia e dos efeitos de reconstituição de perdas e da nova matriz de perdas que foram aplicados no 4T23.

## GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 344 no 3T24, resultado 9,3% menor que o 3T23. O PMSO ajustado foi de R\$ 292 milhões, 1,8% acima do 3T23.

A PECLD registrou R\$ 16 milhões e representa 0,47% da ROB.

## EBITDA

Recomposição EBITDA R\$ milhões	3T23								3T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
(+) Resultado do Exercício	203	678	62	117	(102)	7	(79)	885	211	556	106	100	(133)	47	70	956	8,0%
(+) Impostos sobre o Lucro	38	170	13	25	-	(4)	(40)	202	34	103	23	23	-	-	30	212	5,2%
(+) Resultado Financeiro	17	41	69	23	175	66	328	718	56	72	78	42	209	67	359	883	23,0%
(+) Depreciação e Amortização	62	104	37	24	31	9	153	420	70	67	41	32	40	12	196	457	8,7%
<b>(=) EBITDA societário (CVM)*</b>	<b>320</b>	<b>992</b>	<b>180</b>	<b>188</b>	<b>104</b>	<b>78</b>	<b>362</b>	<b>2.225</b>	<b>371</b>	<b>798</b>	<b>248</b>	<b>196</b>	<b>115</b>	<b>126</b>	<b>654</b>	<b>2.508</b>	<b>13%</b>
<b>Ajustes Totais</b>	<b>48</b>	<b>(186)</b>	<b>5</b>	<b>(22)</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>(46)</b>	<b>(194)</b>	<b>(15)</b>	<b>(39)</b>	<b>5</b>	<b>14</b>	<b>19</b>	<b>(6)</b>	<b>(32)</b>	<b>(53)</b>	<b>-72,5%</b>
(+) Outras receitas/despesas operacionais	31	54	6	4	2	0	20	117	19	(16)	3	5	28	2	(32)	8	-92,8%
(+) Impactos Margem Bruta	34	20	-	(25)	-	-	(62)	(34)	(7)	(23)	-	-	-	(7)	-	(38)	11,1%
(+) Ajustes de PMSO	-	-	-	-	8	-	7	15	5	-	3	11	2	-	11	31	112,5%
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A
(-) VNR	(16)	(259)	(1)	(1)	(4)	(0)	(11)	(292)	(32)	0	(0)	(2)	(10)	(1)	(11)	(56)	-81,0%
<b>(=) EBITDA societário ajustado</b>	<b>368</b>	<b>807</b>	<b>185</b>	<b>166</b>	<b>110</b>	<b>78</b>	<b>316</b>	<b>2.031</b>	<b>356</b>	<b>759</b>	<b>253</b>	<b>210</b>	<b>135</b>	<b>120</b>	<b>622</b>	<b>2.455</b>	<b>21%</b>
	Δ%																
									-3,3%	-5,9%	36,3%	26,1%	22,4%	53,5%	96,6%	20,8%	

\*Calculado em conformidade com a instrução CVM 156/22 - EBITDA Calculado aqui não é o mesmo utilizado para os covenants

## MARANHÃO

No 3T24, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 356 milhões, 3,3% menor que o 3T23, ou R\$ 12,1 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 5,9 milhões, onde se destaca o crescimento de tarifa do período que contribuiu com R\$ 8,3 milhões.

O aumento da margem foi parcialmente compensado pelas variações do PMSO ajustado (R\$ -9,2 milhões) e variação das provisões do período (R\$ -8,6 milhões).

## PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 759 milhões, redução de 5,9%. A redução do EBITDA Ajustado no Pará reflete principalmente a queda da margem bruta, impactada pela redução da tarifa fio-b e da renda não faturada entre períodos que foi parcialmente compensada pelo crescimento de mercado, além do aumento de custos e despesas decorrentes do crescimento de mercado.

## PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 253 milhões, 36,3% maior, ou R\$ 67,4 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

O aumento de R\$ 90 milhões na Margem bruta, deve-se principalmente ao efeito tarifa (R\$ 43,9 milhões) e pela melhora de perdas (R\$ 8,9 milhões), além do maior volume de Outras Receitas no período (R\$ 38,7 milhões).

O PMSO ajustado do trimestre apresentou um aumento de R\$ 15,0 milhões, enquanto PECLD e contingências apresentaram um aumento de R\$ 8,0 milhões.

## ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 210 milhões, aumento de R\$ 43 milhões ou 26,1% superior ao 3T23.

A margem bruta de Alagoas cresceu R\$ 30 milhões, influenciada pelo aumento da tarifa (R\$ 14,4 milhões) e pelo crescimento de mercado (R\$ 10,6 milhões).

O PMSO ajustado apresentou um aumento de R\$ 4,3 milhões, a PECLD apresentou uma reversão de R\$ 19,9 milhões e as contingências pioraram R\$ 2,0 milhões entre trimestres.

## CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 135 milhões no trimestre, 22,4% maior que o 3T23, ou R\$ 24,7 milhões.

A margem bruta da CEEE-D apresentou um crescimento de R\$ 24,4 milhões, refletindo o retorno do consumo na concessão e o faturamento represado do 2T24.

O PMSO do período apresentou redução de R\$ 3,3 milhões, enquanto a PECLD aumentou R\$ 11,6 milhões, e as contingências melhoraram R\$ 8,6 milhões entre trimestres.

## CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 120,2 milhões, 53,5% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 41,9 milhões.

A margem bruta da CEA cresceu R\$ 53,0 milhões, impactada principalmente pelo aumento da energia faturada e pela melhora de perdas no período.

O PMSO ajustado e a PECLD e as contingências apresentaram variações de R\$ 0,1 milhão, R\$ 14,0 milhões e - R\$2,2 milhões, respectivamente, enquanto os sistemas isolados melhoraram R\$ 0,8 milhão no trimestre.

## GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 622,2 milhões.

O principal impacto para o aumento do EBITDA é o crescimento da margem bruta, que neste trimestre apresentou aumento de R\$ 307,8 milhões em função do crescimento de mercado (+R\$ 56,9 milhões), aumento da tarifa fio-B (+R\$ 228,5 milhões) dado o processo de revisão tarifária e da melhora do delta perdas (+R\$ 63,3 milhões).

O PMSO do período reduziu R\$ 5,1 milhões, enquanto a PECLD e provisões variaram em R\$ 3,0 milhões, prejudicando o resultado.

**EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA**

<b>Não Recorrentes</b>	<b>MA</b>	<b>PA</b>	<b>PI</b>	<b>AL</b>	<b>RS</b>	<b>AP</b>	<b>GO</b>	<b>3T24 Total</b>
<b>Deduções da receita operacional</b>	-	-	-	-	-	(7)	-	(7)
Crédito PIS/COFINS	-	-	-	-	-	(7)	-	(7)
<b>Receita operacional líquida</b>	-	-	-	-	-	(7)	-	(7)
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	(7)	(23)	-	-	-	-	-	(30)
Ajustes de Processos Tarifários	(7)	(23)	-	-	-	-	-	(30)
<b>Margem Bruta</b>	<b>(7)</b>	<b>(23)</b>	-	-	-	<b>(7)</b>	-	<b>(38)</b>
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>5</b>	-	<b>3</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	-	<b>11</b>	<b>31</b>
Material	-	-	-	5	-	-	-	5
Serviços de Terceiros	5	-	1	4	-	-	8	17
Outros	-	-	2	1	2	-	3	8
<b>Provisões</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Custos e Despesas</b>	<b>5</b>	-	<b>3</b>	<b>11</b>	<b>2</b>	-	<b>11</b>	<b>31</b>
<b>Outras receitas/despesas operacionais</b>	19	(16)	3	5	28	2	(32)	8
<b>VNR</b>	(32)	0	(0)	(2)	(10)	(1)	(11)	(56)
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>(15)</b>	<b>(39)</b>	<b>5</b>	<b>14</b>	<b>19</b>	<b>(6)</b>	<b>(32)</b>	<b>(53)</b>

## RESULTADO FINANCEIRO

O segmento de distribuição encerrou o 3T24 com um resultado financeiro líquido em R\$ 883 milhões negativos.

Resultado Financeiro líquido	3T23								3T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Rendas Financeiras	31	47	11	8	45	5	20	168	22	69	22	11	25	17	48	213	26,9%
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	18	27	13	8	17	2	14	99	20	37	13	12	17	(4)	15	109	9,2%
(+) Encargos da dívida	(54)	(141)	(82)	(43)	(136)	(54)	(309)	(819)	(84)	(162)	(97)	(47)	(134)	(68)	(336)	(929)	13,4%
(+) Encargos CVA	(4)	10	6	2	(13)	2	23	26	(9)	(11)	(4)	(0)	(5)	3	(5)	(31)	-219,1%
(+) AVP - Comercial	1	12	(5)	(0)	3	(3)	-	8	3	12	(5)	1	3	0	(2)	12	57,3%
(+) Contingências	(2)	(6)	(1)	(0)	(12)	(5)	(40)	(68)	(3)	(2)	(1)	(3)	(30)	1	(23)	(60)	-11,7%
(+) Outras Receitas / Despesas	(6)	10	(12)	3	(78)	(13)	(36)	(132)	(6)	(16)	(6)	(14)	(84)	(15)	(56)	(196)	49,2%
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(17)</b>	<b>(41)</b>	<b>(69)</b>	<b>(23)</b>	<b>(175)</b>	<b>(66)</b>	<b>(328)</b>	<b>(718)</b>	<b>(56)</b>	<b>(72)</b>	<b>(78)</b>	<b>(42)</b>	<b>(209)</b>	<b>(67)</b>	<b>(359)</b>	<b>(883)</b>	<b>23,0%</b>
(-/+ Efeitos Não Recorrentes)	(2)	(24)	(3)	(8)	-	-	-	(37)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(19)</b>	<b>(65)</b>	<b>(72)</b>	<b>(31)</b>	<b>(175)</b>	<b>(66)</b>	<b>(328)</b>	<b>(755)</b>	<b>(56)</b>	<b>(72)</b>	<b>(78)</b>	<b>(42)</b>	<b>(209)</b>	<b>(67)</b>	<b>(359)</b>	<b>(883)</b>	<b>16,9%</b>
	Δ%								199,1%	11,3%	9,1%	35,4%	19,2%	1,7%	9,4%	16,9%	

O resultado financeiro ajustado foi de R\$ 883 milhões no trimestre, 16,9% pior quando comparado com o 3T23. Esse resultado é influenciado principalmente pelo aumento da dívida das distribuidoras entre trimestres (R\$ 27,4 bilhões no 3T23 vs R\$ 34,3 bilhões no 3T24, R\$ 6,9 bilhões maior), referente aos investimentos realizados no período.

## LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	3T23								3T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Lucro Líquido	203	678	62	117	(102)	7	(79)	885	211	556	106	100	(133)	47	70	956	8%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	34	20	-	(25)	8	-	(55)	(19)	(2)	(23)	3	11	2	(7)	11	(6)	-67,1%
(+) Efeito IR e CSLL	9	3	(0)	1	-	-	-	14	0	4	(0)	(1)	-	-	(4)	(0)	-103,1%
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	(2)	(24)	(3)	(8)	-	-	-	(37)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(11)	(171)	(1)	(1)	(3)	(0)	(7)	(193)	(21)	0	(0)	(1)	(7)	(0)	(7)	(37)	-81,0%
<b>(=) Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>233</b>	<b>505</b>	<b>58</b>	<b>84</b>	<b>(101)</b>	<b>7</b>	<b>(141)</b>	<b>645</b>	<b>188</b>	<b>537</b>	<b>108</b>	<b>109</b>	<b>(138)</b>	<b>40</b>	<b>69</b>	<b>913</b>	<b>41%</b>
	Δ%								-19,5%	6,4%	86,1%	29,1%	36,9%	448,4%	-149,1%	41,4%	

## INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	3T23								3T24								Δ%
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	
R\$ milhões																	
Ativos elétricos	176	305	118	161	154	67	331	1.311	271	251	154	127	182	40	582	1.607	22,6%
Obrigações especiais	3	281	23	1	2	26	4	333	6	409	23	1	3	18	69	529	59,2%
Ativos não elétricos	44	18	10	4	19	6	79	180	23	31	14	22	40	7	57	194	7,6%
<b>Total</b>	<b>223</b>	<b>604</b>	<b>150</b>	<b>166</b>	<b>175</b>	<b>99</b>	<b>406</b>	<b>1.824</b>	<b>300</b>	<b>691</b>	<b>191</b>	<b>150</b>	<b>225</b>	<b>64</b>	<b>708</b>	<b>2.330</b>	<b>28%</b>
	Δ%								34,6%	14,5%	27,3%	-9,5%	28,5%	-35,1%	74,1%	27,8%	

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

**TRANSMISSÃO****DESEMPENHO FINANCEIRO**

<b>DRE Regulatória - R\$ milhões</b>	<b>3T23</b>	<b>3T24</b>	<b>Δ%</b>
Receita Líquida	310	250	-19,3%
Custos e despesas operacionais	(26)	(19)	-26,6%
<b>EBITDA Regulatório</b>	<b>284</b>	<b>231</b>	<b>-18,6%</b>
<b>EBITDA Regulatório Ajustado</b>	<b>269</b>	<b>276</b>	<b>2,4%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>91,5%</b>	<b>92,3%</b>	<b>0,8%</b>
Depreciação / amortização	(110)	(110)	0,2%
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>174</b>	<b>121</b>	<b>-30,5%</b>
Resultado financeiro	(59)	(53)	-10,1%
Impostos	(19)	(9)	-51,5%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>97</b>	<b>59</b>	<b>-38,8%</b>
<b>Endividamento</b>	<b>3T23</b>	<b>3T24</b>	<b>Δ%</b>
Dívida Líquida	4.687	3.445	-26,5%
Volume de dívida (Empréstimos + Debêntures)	5.865	5.098	-13,1%
Disponibilidades	1.178	1.653	40,3%

\*Subtraído da receita líquida o capex realizado (custo de infraestrutura)

## EQUATORIAL TRANSMISSÃO

O resultado regulatório do 3T24 trouxe uma receita líquida de R\$ 250,4 milhões, uma redução de 19,3% em relação ao 3T23. Essa redução reflete: (i) o aumento dos valores de PIS/COFINS no trimestre, que acompanharam a maior receita societária do período; (ii) as antecipações e Parcela de Ajuste no trimestre; e (iii) a reversão dos valores de AVC (aviso de crédito) complementar recebidos desde 2022, referentes as cobranças de multas de geradoras que não aderiram ao dia do perdão. Estes efeitos compensaram o aumento de RAP e reforços do período.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 19,2 milhões, 26,5% menor que o mesmo período do ano anterior, refletindo a desconsolidação da INTESA.

O EBITDA regulatório atingiu R\$ 231,2 milhões, com margem de 92,3%. Neste trimestre mapeamos o efeito da reversão do AVC complementar e a alteração da metodologia de amortização de PIS/COFINS como não recorrente, e ajustando esse efeito, temos um EBITDA regulatório de R\$ 275,6 milhões.

Na tabela abaixo, apresentamos a demonstração do resultado do segmento de transmissão, do societário para o regulatório, das SPEs consolidadas pela Equatorial Transmissão.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	3T23 Regulatório	Ajustes	3T23 Societário	3T24 Regulatório	Ajustes	3T24 Societário
<b>Receita operacional</b>	<b>342.075</b>	<b>(233.299)</b>	<b>435.890</b>	<b>294.572</b>	<b>296.665</b>	<b>591.237</b>
Transmissão de energia	342.075	(342.075)	-	294.572	(294.572)	-
Receita de Operação e Manutenção	-	47.765	47.765	-	31.166	31.166
Receita de construção	-	61.012	61.012	-	133	133
Receita Financeira - Atualização TIR	-	-	-	-	-	-
Atualização ativo de contrato em serviço	-	-	327.113	-	559.938	559.938
Outras receitas	-	-	-	(0)	(0)	(0)
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(31.704)</b>	<b>6.090</b>	<b>(25.614)</b>	<b>(44.163)</b>	<b>(12)</b>	<b>(44.175)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>310.372</b>	<b>99.904</b>	<b>410.275</b>	<b>250.409</b>	<b>296.652</b>	<b>547.061</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>-</b>	<b>(0)</b>	<b>(0)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Variação da margem do ativo de contrato	-	(0)	(0)	-	-	-
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>310.372</b>	<b>99.904</b>	<b>410.275</b>	<b>250.409</b>	<b>296.652</b>	<b>547.061</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(26.227)</b>	<b>(53.518)</b>	<b>(79.745)</b>	<b>(19.177)</b>	<b>(8.429)</b>	<b>(27.606)</b>
Pessoal	(11.124)	65	(11.058)	(8.298)	(8)	(8.306)
Material	(12.080)	11.747	(334)	(498)	56	(442)
Serviço de terceiros	(345)	(12.566)	(12.912)	(7.927)	22	(7.905)
Custo de construção	-	(53.586)	(53.586)	-	(8.366)	(8.366)
Outros	(2.678)	823	(1.855)	(2.455)	(131)	(2.587)
<b>EBITDA</b>	<b>284.144</b>	<b>46.386</b>	<b>330.530</b>	<b>231.232</b>	<b>288.223</b>	<b>519.455</b>
Depreciação e amortização	(109.899)	38.548	(71.351)	(110.120)	38.604	(71.516)
Equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(13.059)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>174.245</b>	<b>84.934</b>	<b>259.179</b>	<b>121.111</b>	<b>326.828</b>	<b>434.880</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(58.517)</b>	<b>(4)</b>	<b>(58.522)</b>	<b>(52.587)</b>	<b>0</b>	<b>(52.587)</b>
Receitas financeiras	45.372	0	45.372	53.683	0	53.683
Despesas financeiras	(103.889)	(4)	(103.893)	(106.270)	(0)	(106.270)
<b>Resultado antes do imposto de renda</b>	<b>115.728</b>	<b>84.930</b>	<b>200.658</b>	<b>68.524</b>	<b>313.769</b>	<b>382.293</b>
Imposto de renda e contribuição social	(18.575)	(48.058)	(66.632)	(9.013)	(35.547)	(44.559)
Subvenção do imposto de renda	-	43.362	43.362	-	35.547	35.547
Incentivos fiscais	-	-	-	-	-	-
Impostos diferidos	-	(30.787)	(30.787)	-	(115.468)	(115.468)
<b>Resultado do exercício</b>	<b>97.153</b>	<b>49.447</b>	<b>146.600</b>	<b>59.512</b>	<b>198.300</b>	<b>257.812</b>

**RENOVÁVEIS****DESEMPENHO OPERACIONAL****GERAÇÃO**

Dados Operacionais - Portfólio	3T23	3T23 Ex Curtailment	3T24	3T24 Ex Curtailment	Δ%	Δ% Ex Curtailment
Energia Gerada Líquida (GWh)*	1.188,9	1.388,4	1.284,6	2.012,2	8,1%	44,9%
Energia Gerada Líquida (GWh) - 12 meses*	4.525,9	4.739,8	4.193,3	5.289,7	-7,3%	11,6%
Disponibilidade Técnica Ajustada <sup>1</sup> (12 meses)**	95,9%	95,9%	96,4%	96,2%	0,4 p.p.	0,3 p.p.

\* Valores medidos no centro de gravidade

\*\* Aplica-se o ajuste no indicador pois os períodos de indisponibilidade que estão sobre efeitos de penalidades de contratos de O&amp;M são considerados como períodos disponíveis.

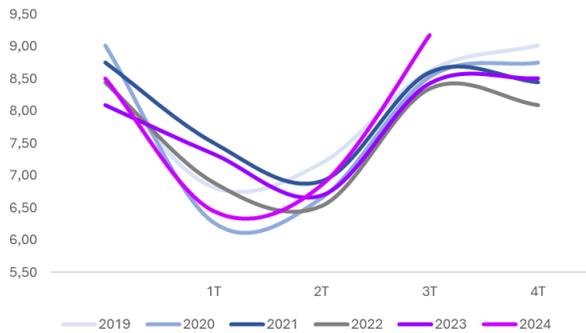
As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

Abaixo, destacamos as principais variações entre os períodos para os parques eólicos e solares:

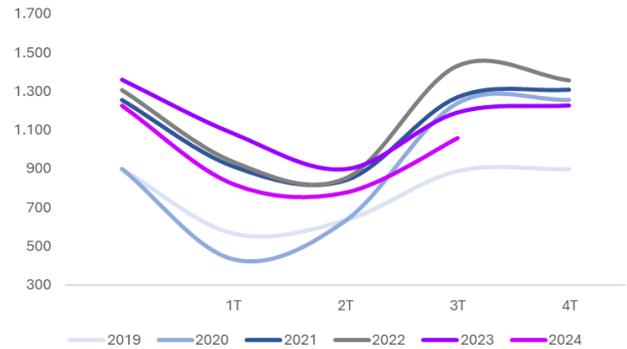
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	3T23	3T24	Δ%	Δ	3T23	3T24	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	121,6	137,3	12,9%	15,7	8,2	8,2	0,0%	0,0
Serra do Mel 1 e 2	441,4	259,3	-41,2%	-182,1	8,5	9,6	12,7%	1,1
Echo 1, 2, 4 e 5	423,0	449,8	6,3%	26,8	9,3	10,1	8,0%	0,7
Ventos de São Clemente	202,9	211,2	4,1%	8,3	7,0	7,5	7,4%	0,5
<b>Portfólio Eólico</b>	<b>1.188,9</b>	<b>1.057,6</b>	<b>-11,0%</b>	<b>-131,3</b>	<b>8,4</b>	<b>9,2</b>	<b>8,9%</b>	<b>0,7</b>
<b>Curtailment</b>	<b>199,5</b>	<b>533,8</b>	<b>167,6%</b>	<b>334,3</b>	-	-	-	-
<b>Portfólio Eólico Ex Curtailment</b>	<b>1.388,4</b>	<b>1.591,3</b>	<b>14,6%</b>	<b>203,0</b>	-	-	-	-

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m <sup>2</sup> )			
	3T23	3T24	Δ%	Δ	3T23	3T24	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	-	100,2	-	-	-	335,5	-	-
Barreiras	-	126,8	-	-	-	350,4	-	-
<b>Portfólio Solar</b>	<b>-</b>	<b>227,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>344,4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Curtailment</b>	<b>-</b>	<b>193,9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Portfólio Solar Ex Curtailment</b>	<b>-</b>	<b>420,9</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

### MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)

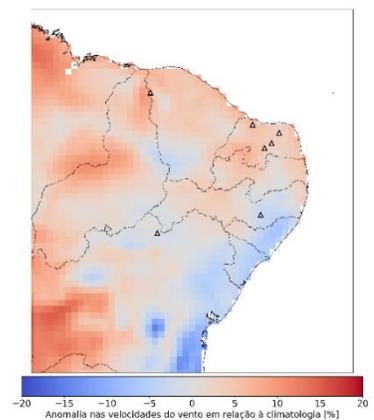


### GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



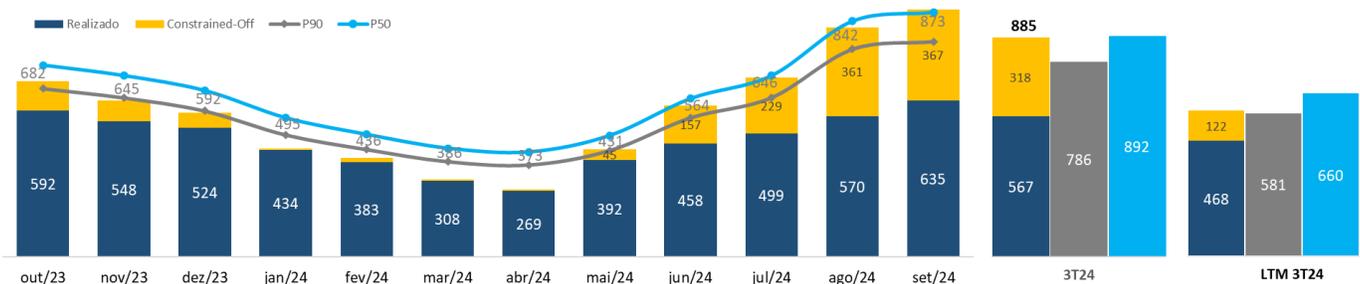
O 3T24 foi marcado por condições climáticas favoráveis no Nordeste. O deslocamento da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT) para o norte e a temperatura do Oceano Atlântico Norte dentro da média contribuíram para a estabilidade atmosférica na região. Como resultado, a velocidade média dos ventos nos complexos da Echoenergia cresceu 8,9% em comparação ao terceiro trimestre de 2023, aproximando-se da média climatológica.

O gráfico a seguir apresenta a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos meses e a visão para o 3T24<sup>1</sup>, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos foram elaborados utilizando metodologias consolidadas no mercado e tem como base dados operacionais para todos os complexos.



### GERAÇÃO PORTFÓLIO – EÓLICO + SOLAR

Portfólio Echoenergia - Geração realizada e variabilidade do recurso para P50 e P90 de 1 ano (MWm)



<sup>1</sup> Os valores apresentados consideram apenas meses de operação plena, ou seja, do mês subsequente ao COD de cada usina em diante.

**CONSTRAINED-OFF**

Após a ocorrência, em 15 de agosto de 2023, que resultou no desligamento parcial do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema (ONS) implementou modificações no modo de operação do sistema que ocasionaram restrições significativas de geração (conhecidas como "*constrained-off*") para os agentes de geração de energia renovável no Nordeste. Entre as modificações, destaca-se a redução dos limites de exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e o Norte. Historicamente, até a data da ocorrência, a Echoenergia havia experimentado impactos limitados e, portanto, desprezíveis, devido ao *constrained-off*. No entanto, após a data da ocorrência, a empresa foi afetada principalmente em seus projetos de Serra do Mel e Tianguá.

No 3T24, as perdas de energia totalizaram 727,6 GWh (36,2%), com maior relevância para Serra do Mel com 455,3 GWh. Tal impacto é superior ao reportado nos trimestres anteriores e tem relação direta com a melhora no regime de ventos no Nordeste como um todo. No entanto, é relevante destacar o ONS alterou a metodologia de cortes de energia em 17 de setembro, e que novas linhas de transmissão entraram em operação no dia 16 de outubro para ajudar com o escoamento de energia. Além disso, é esperado que a entrega dos requisitos da RAP pelos agentes ajude a reduzir o impacto de cortes no sistema. A Echoenergia tem trabalhado ativamente em colaboração com as associações do setor para minimizar o impacto do *constrained-off* em seu portfólio.

**FINANCIAMENTO DE LONGO PRAZO**

Os complexos solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras I contam com a contratação das seguintes linhas de financiamento de longo prazo, abaixo detalhadas:

Complexos Solares	Fonte	Contratado (R\$ milhões)	Desembolsado (R\$ milhões)	% Desembolsado	Custo	Prazo
Ribeiro Gonçalves	BNDES - Subcrédito A	510,0	347,0	68,0%	IPCA + 7,57%	24 anos
	BNB	200,0	0,0	0,0%	IPCA + 4,54%	24 anos
	Debêntures	100,0	100,0	100,0%	IPCA + 7,54%	18 anos
	<b>Total</b>	<b>810,0</b>	<b>447,0</b>	<b>55,2%</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>
Barreiras I	BNB/AFD	380,0	364,0	95,8%	IPCA + 5,11%	24 anos
	Debêntures	950,0	950,0	100,0%	IPCA + 6,84%	21 anos
	<b>Total</b>	<b>1.330,0</b>	<b>1.314,0</b>	<b>98,8%</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>

## DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	3T23	3T24	Δ%	Δ	3T23	3T24	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>283,2</b>	<b>327,2</b>	<b>15,5%</b>	<b>44,0</b>	<b>4,1</b>	<b>61,7</b>	<b>1411,2%</b>	<b>57,6</b>
(-) Compra de Energia	(2,7)	(47,9)	1688,5%	(45,2)	(4,0)	(5,4)	35,3%	(1,4)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>280,5</b>	<b>279,3</b>	<b>-0,4%</b>	<b>(1,2)</b>	<b>0,1</b>	<b>56,3</b>	<b>61598,0%</b>	<b>56,2</b>
Custos e Despesas Operacionais	(81,0)	(73,1)	-9,8%	7,9	0,8	(19,3)	-2617,0%	(20,1)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(69,7)	(61,0)	-12,4%	8,7	-	(17,8)	N/A	(17,8)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(11,4)	(12,1)	6,4%	(0,7)	0,8	(1,5)	-292,0%	(2,2)
<b>EBITDA</b>	<b>199,5</b>	<b>206,2</b>	<b>3,4%</b>	<b>6,7</b>	<b>0,9</b>	<b>36,9</b>	<b>4200,9%</b>	<b>36,1</b>
Margem EBITDA (%)	70,4%	63,0%	-7,4p.p.	N/A	21,1%	59,9%	38,9p.p.	N/A
(-/+ ) Efeitos Não-Recorrentes	-	2,8	N/A	2,8	-	0,1	N/A	0,1
(-/+ ) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	-	-	N/A	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>199,5</b>	<b>209,1</b>	<b>4,8%</b>	<b>9,5</b>	<b>0,9</b>	<b>37,1</b>	<b>4215,3%</b>	<b>36,2</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	70,4%	63,9%	-6,6p.p.	N/A	111,9%	60,1%	-51,8p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(74,3)	(65,5)	-11,9%	8,8	-	(21,2)	N/A	(21,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(49,8)	(52,6)	5,7%	(2,8)	7,5	(52,2)	-795,6%	(59,7)
(-) Impostos	(18,3)	(13,9)	-23,9%	4,4	(2,0)	(2,0)	-1,4%	0,0
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>57,2</b>	<b>74,2</b>	<b>29,9%</b>	<b>17,1</b>	<b>6,3</b>	<b>(38,5)</b>	<b>-709,3%</b>	<b>(44,8)</b>
Margem Líquida (%)	20,2%	22,7%	2,5p.p.	N/A	N/A	-62,4%	N/A	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	3T23	3T24	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>287,3</b>	<b>388,9</b>	<b>35,3%</b>	<b>101,6</b>
(-) Compra de Energia	(6,7)	(53,3)	699,3%	(46,6)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>280,6</b>	<b>335,6</b>	<b>19,6%</b>	<b>54,9</b>
Custos e Despesas Operacionais	(80,2)	(92,4)	15,1%	(12,2)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(69,7)	(78,8)	13,2%	(9,2)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(10,6)	(13,6)	28,0%	(3,0)
<b>EBITDA</b>	<b>200,4</b>	<b>243,2</b>	<b>21,3%</b>	<b>42,8</b>
Margem EBITDA (%)	69,7%	62,5%	-7,2p.p.	N/A
(-/+ ) Efeitos Não-Recorrentes	-	3,0	N/A	3,0
(-/+ ) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>200,4</b>	<b>246,1</b>	<b>22,8%</b>	<b>45,7</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	69,7%	63,3%	-6,5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(74,3)	(86,7)	16,7%	(12,4)
(+/-) Resultado Financeiro	(42,3)	(104,8)	147,7%	(62,5)
(-) Impostos	(20,3)	(15,9)	-21,6%	4,4
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>63,5</b>	<b>35,8</b>	<b>-43,6%</b>	<b>(27,7)</b>
Margem Líquida (%)	22,1%	9,2%	-12,9p.p.	N/A

## LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 335,6 milhões no 3T24, um aumento de 19,6% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 54,9 milhões. O aumento é explicado principalmente pelo início das operações dos complexos solares de Echo Crescimento (R\$ 56,3 milhões) e pelo excedente de geração na Echo Participações. Estes efeitos compensaram parcialmente os efeitos do *constrained-off* do período que impactaram a geração líquida.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 92,4 milhões no 3T24, um aumento de 15,1%, ou R\$ 12,2 milhões comparado ao 3T23. O aumento no trimestre se dá principalmente pelos maiores encargos de transmissão, que apresentaram um aumento de R\$ 14,4 milhões contra o 3T23 e reflete o maior uso da rede de transmissão dada à entrada em operação dos parques solares, além do aumento na linha de **Pessoal**, com crescimento de R\$ 2,5 milhões reflete principalmente o aumento de quadro para as operações solares e aos reajustes salariais afirmados em acordo coletivo.

Estes efeitos foram parcialmente compensados pelas economias com seguros, taxas e alvarás (-R\$ 1,9 milhão), com materiais (-R\$ 2,0 milhões) e com outros custos e despesas operacionais (-R\$ 2,1 milhões).

## RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido da Echoenergia registrado no período foi de R\$ 104,8 milhões negativos, valor R\$ 62,5 milhões pior ao 3T23, resultado impactado principalmente pelo financiamento dos complexos solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras.

## PROFORMA – ECHOENERGIA + EQUATORIAL RENOVÁVEIS

Abaixo apresentamos o desempenho econômico-financeiro da Echoenergia em uma visão proforma combinando o resultado da Equatorial Renováveis S.A. (antiga Solenergias), veículo de comercialização do grupo, o qual é atualmente consolidado, na visão societária, sob a Equatorial Serviços.

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)				EQTL Renováveis			
	3T23	3T24	Δ%	Δ	3T23	3T24	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>287,3</b>	<b>388,9</b>	<b>35,3%</b>	<b>101,6</b>	<b>57,7</b>	<b>185,0</b>	<b>220,7%</b>	<b>127,3</b>
(-) Compra de Energia	(6,7)	(53,3)	699,3%	(46,6)	(53,4)	(193,8)	263,0%	(140,4)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	24,7	(20,5)	-183,2%	(45,2)
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>280,6</b>	<b>335,6</b>	<b>19,6%</b>	<b>54,9</b>	<b>29,0</b>	<b>(29,3)</b>	<b>-201,0%</b>	<b>(58,3)</b>
Custos e Despesas Operacionais	(80,2)	(92,4)	15,1%	(12,2)	(0,3)	(9,1)	2639,6%	(8,7)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(69,7)	(78,8)	13,2%	(9,2)	4,4	(7,1)	-260,3%	(11,5)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(10,6)	(13,6)	28,0%	(3,0)	(4,8)	(2,0)	-58,3%	2,8
<b>EBITDA</b>	<b>200,4</b>	<b>243,2</b>	<b>21,3%</b>	<b>42,8</b>	<b>28,7</b>	<b>(38,4)</b>	<b>-233,8%</b>	<b>(67,0)</b>
Margem EBITDA (%)	69,7%	62,5%	-7,2p.p.	N/A	49,7%	-20,7%	-70,4p.p.	N/A
(-/+ ) Efeitos Não-Recorrentes	-	3,0	N/A	3,0	-	-	N/A	-
(-/+ ) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	(24,7)	20,5	-183,2%	45,2
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>200,4</b>	<b>246,1</b>	<b>22,8%</b>	<b>45,7</b>	<b>4,0</b>	<b>(17,8)</b>	<b>-548,0%</b>	<b>(21,8)</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	69,7%	63,3%	-6,5p.p.	N/A	6,9%	-9,6%	-16,5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(74,3)	(86,7)	16,7%	(12,4)	(0,0)	(0,0)	0,0%	(0,0)
(+/-) Resultado Financeiro	(42,3)	(104,8)	147,7%	(62,5)	0,3	0,6	88,8%	0,3
(-) Impostos	(20,3)	(15,9)	-21,6%	4,4	(11,0)	9,3	-183,9%	20,3
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>63,5</b>	<b>35,8</b>	<b>-43,6%</b>	<b>(27,7)</b>	<b>17,9</b>	<b>(28,5)</b>	<b>-258,9%</b>	<b>(46,5)</b>
Margem Líquida (%)	22,1%	9,2%	-12,9p.p.	N/A	31,1%	-15,4%	-46,5p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	3T23	3T24	Δ%	Δ
<b>Receita Líquida</b>	<b>345,0</b>	<b>573,9</b>	<b>66,3%</b>	<b>228,9</b>
(-) Compra de Energia	(60,0)	(247,1)	311,5%	(187,0)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	24,7	(20,5)	-183,2%	(45,2)
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>309,6</b>	<b>306,3</b>	<b>-1,1%</b>	<b>(3,4)</b>
Custos e Despesas Operacionais	(80,6)	(101,5)	25,9%	(20,9)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(65,2)	(85,9)	31,7%	(20,7)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(15,4)	(15,5)	1,3%	(0,2)
<b>EBITDA</b>	<b>229,1</b>	<b>204,8</b>	<b>-10,6%</b>	<b>(24,3)</b>
Margem EBITDA (%)	66,4%	35,7%	-30,7p.p.	N/A
(-/+ ) Efeitos Não-Recorrentes	-	3,0	N/A	3,0
(-/+ ) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(24,7)	20,5	-183,2%	45,2
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>204,4</b>	<b>228,3</b>	<b>11,7%</b>	<b>23,9</b>
Margem EBITDA Ajustada (%)	59,2%	39,8%	-19,5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(74,3)	(86,7)	16,7%	(12,4)
(+/-) Resultado Financeiro	(42,0)	(104,2)	148,2%	(62,2)
(-) Impostos	(31,4)	(6,7)	-78,7%	24,7
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>81,4</b>	<b>7,3</b>	<b>-91,1%</b>	<b>(74,2)</b>
Margem Líquida (%)	23,6%	1,3%	-22,3p.p.	N/A

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#).

**SANEAMENTO****DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL**

Indicadores Operacionais - Água	3T23	2T24	3T24	Δ% vs 3T23	Δ% vs 2T24
Economias faturadas (mil)	82,6	82,3	89,8	8,7%	9,1%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	5.507,5	5.047,4	5.363,6	-2,6%	6,3%
Índice de cobertura (%)	42,0%	56,0%	58,9%	16,9 p.p.	2,9 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	59,4%	61,2%	61,2%	1,8 p.p.	0 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	3T23	2T24	3T24	Δ% vs 3T23	Δ% vs 2T24
Economias faturadas (mil)	10,1	13,7	18,1	79,8%	32,6%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	764,1	813,7	981,5	28,4%	20,6%
Índice de cobertura (%)	8,0%	14,8%	13,8%	5,8 p.p.	-1 p.p.

É importante ressaltar que o índice de cobertura de esgoto é calculado pela disponibilidade da infraestrutura, e não pela quantidade de economias faturadas. O número calculado no 2T24 foi realizado por amostragem, e neste trimestre foram realizados ajustes de acordo com a verificação de infraestrutura existente.

As informações operacionais foram divulgadas no release operacional da companhia. Para acessar o documento, [clique aqui](#).

**DESEMPENHO FINANCEIRO**

Demonstração de Resultado	3T23	3T24	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
<b>Receita Operacional</b>	<b>37,3</b>	<b>68,1</b>	<b>82,5%</b>	<b>30,8</b>
Abastecimento de água e serviços de esgoto	18,8	25,1	33,4%	6,3
Receita de construção	18,1	40,7	125,3%	22,7
Outras receitas	0,5	2,3	393,5%	1,9
<b>Deduções à receita operacional</b>	<b>(1,8)</b>	<b>(2,5)</b>	<b>43,1%</b>	<b>-0,8</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>35,6</b>	<b>65,6</b>	<b>84,5%</b>	<b>30,0</b>
Custos de construção	(18,1)	(40,7)	125,3%	-22,7
<b>Custo da Operação</b>	<b>(34,1)</b>	<b>(23,6)</b>	<b>-30,9%</b>	<b>10,5</b>
Pessoal	(6,9)	(7,7)	11,8%	-0,8
Material	(3,1)	(2,1)	-32,5%	1,0
Serviços de terceiros	(4,6)	(1,9)	-59,2%	2,7
PDD/Provisões	(15,5)	(8,9)	-42,3%	6,5
Outros	(4,0)	(2,9)	-26,6%	1,1
Outras Receitas e Despesas Operacionais	-	-		
<b>EBITDA</b>	<b>(16,6)</b>	<b>1,3</b>	<b>-107,7%</b>	<b>17,9</b>
Depreciação e amortização	(6,9)	(7,4)	7,7%	-0,5
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(43,2)</b>	<b>(37,8)</b>	<b>-12,4%</b>	<b>5,4</b>
Receita financeira	2,2	1,3	-40,8%	-0,9
Despesa financeira	(45,4)	(39,1)	-13,8%	6,3
Tributos	-	-	N/A	0,0
<b>Resultado do exercício</b>	<b>(66,7)</b>	<b>(44,0)</b>	<b>-34,1%</b>	<b>22,8</b>

## RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 3T24, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 65,6 milhões, um aumento de 84% em comparação ao 3T23. Desconsiderando a receita de construção do período, a receita líquida apresentou um crescimento de R\$ 7,4 milhões, ou 42%, refletindo o maior volume faturado no período, além do avanço da hidrometração na concessão.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização) totalizaram R\$ 23,6 milhões, uma redução de R\$ 10,5 milhões ou 31% quando comparado ao 3T23, e refletem, principalmente, as reduções nas linhas de **Serviços de Terceiros** devido ao maior nível de aproveitamento de créditos de PIS/COFINS, além do menor volume de provisionamentos no período, que reflete a maior arrecadação do período.

## RESULTADO FINANCEIRO

No 3T24, o resultado financeiro líquido foi de R\$ 37,8 milhões, uma melhoria de 12% (R\$ 5,4 milhões) em relação ao 3T23, refletindo o menor CDI no período (3,22% no 3T23 vs 2,63% no 3T24).

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)

## EQUATORIAL SERVIÇOS

## DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	3T23	$\Delta$ EQTL Telecom	$\Delta$ EQTL Serviços	$\Delta$ EQTL GD	$\Delta$ EQTL Engenharia	$\Delta$ EQTL Renováveis	3T24	$\Delta$ %	$\Delta$
<b>R\$ milhões</b>									
Receita Operacional Bruta	177,6	4,9	11,1	(7,9)	(1,7)	71,4	255,5	43,8%	77,9
Deduções	(23,6)	(0,8)	(0,5)	(0,4)	0,2	10,7	(14,4)	-39,1%	9,2
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>154,0</b>	<b>4,1</b>	<b>10,6</b>	<b>(8,2)</b>	<b>(1,4)</b>	<b>82,1</b>	<b>241,1</b>	<b>56,6%</b>	<b>87,1</b>
Custos Operacionais	(83,6)	(2,8)	(11,9)	(1,8)	-	(145,9)	(246,0)	194,3%	(162,4)
Despesas Operacionais	(24,3)	1,7	0,2	4,5	0,1	(3,2)	(21,0)	-13,6%	3,3
<b>EBITDA</b>	<b>46,1</b>	<b>3,0</b>	<b>(1,1)</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(67,1)</b>	<b>(25,9)</b>	<b>-156,3%</b>	<b>(72,0)</b>
<i>Margem EBITDA</i>	<i>0,3</i>					<i>(0,8)</i>	<i>(0,1)</i>	<i>-135,9%</i>	
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas))	24,7	-	-	-	-	(45,2)	(20,5)	-183,1%	(45,2)
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>70,8</b>	<b>3,0</b>	<b>(1,1)</b>	<b>(5,6)</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(112,3)</b>	<b>(46,5)</b>	<b>-165,6%</b>	<b>(117,3)</b>
Depreciação e Amortização	(2,0)	(0,4)	(0,0)	(1,8)	-	(0,0)	(4,2)	113,3%	(2,2)
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>44,2</b>	<b>2,6</b>	<b>(1,1)</b>	<b>(7,4)</b>	<b>(1,3)</b>	<b>(67,1)</b>	<b>(30,1)</b>	<b>-168,2%</b>	<b>(74,3)</b>
Resultado financeiro	(2,1)	1,2	(2,8)	(2,0)	0,0	0,3	(5,4)	153,5%	(3,3)
Equivalencia	-	-	15,2	(2,1)	-	2,2	15,3	N/A	15,3
Tributos	(17,2)	-	1,2	0,3	0,5	20,3	5,1	-130,0%	22,3
<b>Lucro Líquido</b>	<b>24,9</b>	<b>3,8</b>	<b>12,5</b>	<b>(11,1)</b>	<b>(0,9)</b>	<b>(44,3)</b>	<b>(15,1)</b>	<b>-160,6%</b>	<b>(39,9)</b>

As variações da receita e dos custos da Equatorial Serviços vem, principalmente, da comercializadora do grupo, que negocia os contratos de energia dos projetos solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras I, e por isso possuem uma maior receita de vendas e um maior custo de compra de energia no período. É importante ressaltar que o MtM deste trimestre é referente a uma receita que reflete o aumento do preço de energia atualizado nos contratos.

O EBITDA da companhia foi de - R\$ 25,9 milhões no trimestre, enquanto o EBITDA Ajustado atingiu - R\$ 46,5 milhões.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)

## **SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE**

Por fim, a Companhia não contratou da Ernst & Young Auditores Independentes S/S Ltda., seu auditor externo, para outros serviços além da auditoria independente e serviços por exigência da ANEEL. A política de contratação adotada pela Companhia atende aos princípios que preservam a independência do auditor, de acordo com as normas vigentes, que principalmente determinam que o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho, nem exercer funções gerenciais no seu cliente ou promover os seus interesses.

As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: i) dados operacionais; ii) informações financeiras pro-forma, bem como a comparação destas informações com os resultados societários do período; e iii) expectativas da administração quanto ao desempenho futuro das companhias.

Para retornar ao Sumário, clique [aqui](#)