

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D

Informações contábeis intermediárias em
30 de junho de 2025

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.....	11
3	POLÍTICAS CONTÁBEIS MATERIAIS E ESTIMATIVAS CRÍTICAS.....	12
4	CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	14
5	APLICAÇÕES FINANCEIRAS	14
6	CONTAS A RECEBER DE CLIENTES.....	15
7	VALORES A RECEBER (DEVOLVER) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS.....	16
8	IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR.....	18
9	PARTES RELACIONADAS.....	18
10	ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO.....	20
11	INTANGÍVEL.....	21
12	ATIVOS DE CONTRATO.....	22
13	FORNECEDORES	23
14	EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS	24
15	DEBÊNTURES.....	25
16	IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER	27
17	IMPOSTOS DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL CORRENTES E DIFERIDOS	28
18	PROVISÃO PARA RISCOS JUDICIAIS E DEPÓSITOS JUDICIAIS.....	29
19	PIS/COFINS A SEREM RESTITUÍDOS A CONSUMIDORES	30
20	PATRIMÔNIO LÍQUIDO NEGATIVO	31
21	RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA.....	36
22	CUSTO DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS.....	37
23	ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA.....	38
24	OUTRAS DESPESAS OPERACIONAIS, LÍQUIDAS	38
25	RESULTADO FINANCEIRO	39
26	BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO (ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA)	40
27	INSTRUMENTOS FINANCEIROS	40
28	DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA.....	43
29	COMPROMISSOS FUTUROS.....	44
30	EVENTOS SUBSEQUENTES	44



**Shape the future
with confidence**

Centro Empresarial Iguatemi
Av. Washington Soares, 55
5º andar - sala 506 a 509 - Bairro Cocó
60811-341 - Fortaleza - CE - Brasil
Tel: +55 85 3392-5600
ey.com.br

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 junho de 2025, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2025 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para o período de três e seis meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A diretoria é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com a o Pronunciamento Técnico CPC 21 Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board (IASB) (atualmente denominadas pela Fundação IFRS como “normas contábeis IFRS”), 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 o Pronunciamento Técnico CPC 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.



**Shape the future
with confidence**

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de seis meses findo em 30 de junho de 2025, 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 no Pronunciamento Técnico CPC 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 agosto de 2025.

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

Nathália Araújo Domingues

Nathália Araújo Domingues
Contadora CRC CE-020833/O

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D

Balanco patrimonial em 30 de junho de 2025 e 31 de dezembro de 2024

(Em milhares de Reais)

Ativo	Nota	30/06/2025	31/12/2024	Passivo	Nota	30/06/2025	31/12/2024
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	4	219.340	83.929	Fornecedores	13	594.128	545.894
Aplicações financeiras	5	792.480	801.916	Fornecedores - risco sacado	13.1	52.263	40.916
Contas a receber de clientes	6	1.030.830	1.041.486	Empréstimos e financiamentos	14	117.561	40.714
Almoxarifado		28.550	17.078	Debêntures	15	407.185	375.884
Impostos e contribuições a recuperar	8	250.978	244.682	Passivo de arrendamento		1.208	934
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		57.696	59.909	Impostos e contribuições a recolher	16	225.320	187.435
Depósitos judiciais	18	4.494	4.504	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher		7	737
Instrumentos financeiros derivativos	27.4	6.545	1.114	Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	7	41.760	315.422
Serviços pedidos		184.428	138.537	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento		19.079	15.973
Outros créditos a receber		111.188	157.732	Contribuição de iluminação pública		17.403	18.036
Total do ativo circulante		2.686.529	2.550.887	Encargos setoriais		33.622	38.778
				Participação nos lucros		344	4.967
Não circulante				Provisão para riscos judiciais	18	415.864	390.829
Contas a receber de clientes	6	137.042	129.560	Benefício pós-emprego	26	93.761	80.914
Serviços pedidos		37.363	37.363	Outras contas a pagar		176.412	163.610
Impostos e contribuições a recuperar	8	268.321	326.816	Total do passivo circulante		2.195.917	2.221.043
Depósitos judiciais	18	227.394	223.823				
Instrumentos financeiro derivativos	27.4	39.129	143.542	Não circulante			
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	58.716	189.404	Empréstimos e financiamentos	14	1.829.986	2.013.848
Benefício pós-emprego	26	12	10	Debêntures	15	3.961.738	3.271.216
Ativo financeiro da concessão	10	952.678	782.759	Passivo de arrendamento		3.330	2.703
Intangível	11	2.999.829	2.611.285	Impostos e contribuições a recolher	16	2.672.503	2.638.250
Ativos de contrato	12	1.191.769	1.213.912	Encargos setoriais		95.227	84.133
Direito de uso		4.197	3.376	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	244.430	230.478
Total do ativo não circulante		5.916.450	5.661.850	Provisão para riscos judiciais	18	583.740	496.023
				Benefício pós-emprego	26	706.761	720.421
				Outras contas a pagar		86.724	152.953
				Total do passivo não circulante		10.184.439	9.610.025
				Patrimônio líquido negativo			
				Capital social	20	3.385.861	3.385.861
				Ajuste de avaliação patrimonial		(995.332)	(1.074.793)
				Reserva de capital		1.773	1.570
				Prejuízos acumulados		(6.169.679)	(5.930.969)
				Total do Patrimônio líquido negativo		(3.777.377)	(3.618.331)
Total do ativo		8.602.979	8.212.737	Total do passivo e Patrimônio líquido negativo		8.602.979	8.212.737

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 seis meses findos em 30 de junho de 2025 e 2024

(Em milhares de Reais)

		01/04/2025 a 30/06/2025	01/01/2025 a 30/06/2025	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024
	Nota				
Receita operacional líquida	21	1.406.243	2.968.569	1.162.896	2.442.634
Energia elétrica comprada para revenda	23	(796.685)	(1.565.776)	(697.474)	(1.430.741)
Custo de construção		(302.308)	(610.502)	(213.083)	(339.892)
Custo da operação		(141.969)	(265.991)	(89.258)	(181.980)
Custos de energia elétrica, construção e operação	22	(1.240.962)	(2.442.269)	(999.815)	(1.952.613)
Lucro bruto		165.281	526.300	163.081	490.021
Despesas operacionais					
Despesas com vendas	22	(49.551)	(88.128)	(42.407)	(83.013)
Despesas gerais e administrativas	22	(54.693)	(100.403)	(44.011)	(108.863)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	22	(6.794)	(36.524)	(40.342)	(79.045)
Outras despesas operacionais, líquidas	24	(4.452)	(29)	(59.670)	(86.505)
Total de despesas operacionais		(115.490)	(225.084)	(186.430)	(357.426)
Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre lucro		49.791	301.216	(23.349)	132.595
Receitas financeiras	25	202.608	523.467	180.884	350.011
Despesas financeiras	25	(487.727)	(1.063.393)	(373.518)	(714.585)
Resultado financeiro		(285.119)	(539.926)	(192.634)	(364.574)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		(235.328)	(238.710)	(215.983)	(231.979)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	17.1	-	-	-	48.989
Impostos sobre o lucro		-	-	-	48.989
Prejuízo do período		(235.328)	(238.710)	(215.983)	(182.990)
Resultado básico e diluído por ação ordinária	20.3	(3,44778)	(3,49733)	(3,16435)	(2,68098)
Resultado básico e diluído por ação preferencial	20.3	(3,44778)	(3,49733)	(3,16435)	(2,68098)
Quantidade de ações ordinárias e preferenciais no final do período (em milhares de ações)		68.255	68.255	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 seis meses findos em 30 de junho de 2025 e 2024

(Em milhares de Reais)

	01/04/2025 a 30/06/2025	01/01/2025 a 30/06/2025	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024
Prejuízo do período	(235.328)	(238.710)	(215.983)	(182.990)
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado				
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa e benefícios pós-emprego	75.629	79.461	1.078	(2.166)
Outros resultados abrangentes do período, líquido de impostos	75.629	79.461	1.078	(2.166)
Total resultados abrangentes	(159.699)	(159.249)	(214.905)	(185.156)

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 junho de 2025 e 2024

(Em milhares de Reais)

	Nota	Capital social	Reserva de capital	Ajuste de avaliação patrimonial	Prejuízos acumulados	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2023		<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>		-	179	-	-	179
Resultado abrangente do período						-
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa		-	-	(2.166)	-	(2.166)
Prejuízo do período		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(182.990)</u>	<u>(182.990)</u>
Saldos em 30 de junho de 2024		<u>3.385.861</u>	<u>1.475</u>	<u>(1.251.878)</u>	<u>(5.675.071)</u>	<u>(3.539.613)</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2024		<u>3.385.861</u>	<u>1.570</u>	<u>(1.074.793)</u>	<u>(5.930.969)</u>	<u>(3.618.331)</u>
Valor justo das opções de compra - <i>vesting period</i>	20.2.1	-	203	-	-	203
Resultado abrangente do período						
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	27.4	-	-	79.461	-	79.461
Prejuízo do período		<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(238.710)</u>	<u>(238.710)</u>
Saldos em 30 de junho de 2025		<u>3.385.861</u>	<u>1.773</u>	<u>(995.332)</u>	<u>(6.169.679)</u>	<u>(3.777.377)</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 junho de 2025 e 2024

(Em milhares de Reais)

	30/06/2025	30/06/2024
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Prejuízo do período	(238.710)	(182.990)
Ajustes para:		
Amortização do intangível	112.440	70.084
Baixa de intangível, financeiro e contratual	8.364	9.100
Encargos de dívidas, juros, variações monetárias, cambiais e marcação a valor justo, líquidas	185.816	374.840
Provisão para riscos judiciais	98.926	96.571
Provisão para perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa	36.524	79.045
Baixa de recebíveis incobráveis	1.337	2.603
Ajuste a valor presente	11.367	(7.384)
Perdas (ganhos) com instrumentos derivativos	208.350	(116.214)
Atualização do ativo financeiro	(46.863)	(14.243)
Provisão e atualização dos encargos setoriais	24.229	21.967
Valores a devolver (receber) de parcela A e outros itens financeiros	(148.103)	(156.570)
Provisão para perdas de estoques	(41.165)	64.535
Participação nos lucros	3.246	1.563
Rendimentos de aplicações financeiras	(60.247)	(60.127)
Atualização de PIS/COFINS a recuperar	(3.419)	(14.389)
Imposto de renda e contribuição social diferido	-	(48.989)
Atualização (reversão) encargos geração distribuída	(220)	-
Valor justo das opções de compra	1.839	(359)
	<u>153.711</u>	<u>119.043</u>
Variações nos ativos e passivos, circulantes e não circulantes:		
Contas a receber de clientes	(44.754)	(22.330)
Almoxarifado	(11.472)	(2.654)
Serviços pedidos	(45.891)	(19.750)
Impostos e contribuições a recuperar	(11.362)	1.899
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	2.213	(1.658)
Outros créditos a receber	56.600	31.743
Depósitos judiciais	(3.561)	1.110
Valores a devolver de parcela A e outros itens financeiros	5.129	28.574
Fornecedores	32.887	13.958
Fornecedores - risco sacado	11.347	(17.217)
Impostos e contribuições a recolher	153.070	144.693
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	(730)	-
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	(26.948)	(37.672)
Benefício pós emprego	(815)	8.275
Contribuição de iluminação pública	(633)	(28.350)
Encargos setoriais	(18.291)	(21.805)
Participação nos lucros	(7.869)	(5.401)
Provisão para riscos judiciais	(48.241)	(60.198)
Outras contas a pagar	(4.132)	(2.822)
Caixa líquido proveniente das atividades de operacionais	<u>36.547</u>	<u>10.395</u>
Rendimentos de aplicações financeiras	6.221	60.127
Juros pagos	(297.335)	(239.238)
Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de operacionais	<u>(100.856)</u>	<u>(49.673)</u>
Fluxo de caixa de atividades de investimento		
Aquisições no ativos de contrato	(518.336)	(352.652)
Resgate das aplicações financeiras	63.462	185.363
Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento	<u>(454.874)</u>	<u>(167.289)</u>
Fluxo de caixa de atividades de financiamento		
Amortização de empréstimos e financiamentos	(8.261)	(7.863)
Captação de debêntures, líquida dos custos de transação	700.000	240.283
Amortização do passivo de arrendamento	(598)	(1.131)
Fluxo de caixa líquido provenientes das atividades de financiamento	<u>691.141</u>	<u>231.289</u>
Aumento em caixa e equivalentes de caixa	<u>135.411</u>	<u>14.327</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	83.929	464.985
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	<u>219.340</u>	<u>479.312</u>
Aumento em caixa e equivalentes de caixa	<u>135.411</u>	<u>14.327</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 junho de 2025 e 2024

(Em milhares de Reais)

	30/06/2025	30/06/2024
Receitas		
Vendas de produtos, serviços e receitas de construção	3.602.192	3.261.185
Receitas de construção	610.502	339.892
Perda estimada em créditos de liquidação duvidosa	(36.524)	(79.045)
	<u>4.176.170</u>	<u>3.522.032</u>
Insumos adquiridos de terceiros (inclui - ICMS e IMA)		
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	(2.176.278)	(1.770.633)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(272.810)	(247.388)
Outras despesas	(37.724)	(116.856)
	<u>(2.486.812)</u>	<u>(2.134.877)</u>
Valor adicionado bruto	<u>1.689.358</u>	<u>1.387.155</u>
Amortização	(112.440)	(70.084)
Valor adicionado líquido gerado pela Companhia	<u>1.576.918</u>	<u>1.317.071</u>
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	532.542	370.352
	<u>532.542</u>	<u>370.352</u>
Valor adicionado total a distribuir	<u>2.109.460</u>	<u>1.687.423</u>
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal		
Remuneração direta	37.164	35.087
Benefícios	10.999	11.155
FGTS	5.158	8.636
	<u>53.321</u>	<u>54.878</u>
Impostos, taxas e contribuições		
Federais	710.063	636.324
Estaduais	518.552	462.538
Municipais	68	110
	<u>1.228.683</u>	<u>1.098.972</u>
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	697.423	425.671
Aluguéis	2.773	1.978
Outras despesas financeiras	365.970	288.914
	<u>1.066.166</u>	<u>716.563</u>
Remuneração de capitais próprios		
Prejuízo do período	(238.710)	(182.990)
	<u>(238.710)</u>	<u>(182.990)</u>
Valor adicionado	<u>2.109.460</u>	<u>1.687.423</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
Período findo em 30 de junho de 2025
(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, 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 km²(*), atendendo, em 30 de junho de 2025, 1.978.473 (*) 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, 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 Continuidade operacional

Quando da elaboração das informações contábeis intermediárias, a Administração avaliou a capacidade operacional da Companhia para os próximos 12 meses. Após os impactos do evento climático extremo em maio de 2024 e outros eventos climáticos ocorridos durante o exercício de 2024, a Companhia salienta que tanto as ações de cobrança quanto o processo de faturamento voltaram a normalidade desde agosto de 2024 e que não comprometeram sua continuidade operacional.

Em 30 de junho de 2025, a Companhia apresentou capital circulante líquido no valor de R\$ 490.612 (R\$ 329.844 em 31 de dezembro de 2024), além de resultado antes do resultado financeiro e dos impostos sobre o lucro positivo, desde a entrada do novo acionista controlador em 2021, de R\$ 301.216 (R\$ 132.595 em 30 de junho de 2024), devido a melhoria dos indicadores de perdas, significativa redução das despesas operacionais, aumento da tarifa e do volume de energia faturada que, no trimestre findo em 30 de junho de 2025 alcançou 2.128 GWh(*) (1.964 GWh(*) em 30 de junho de 2024).

(*) Informação não revisada.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

A Companhia vem ainda apresentando geração de caixa operacional negativo de R\$ 100.856 e prejuízo de R\$ 238.710 no período findo em 30 de junho de 2025 (caixa operacional negativo R\$ 49.673 e prejuízo de R\$ 182.990, no período findo em 30 de junho de 2024). Com objetivo de fortalecer 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 recursos em 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;
- (iii) Expansão e diversificação das ações de combate ao furto de energia com manutenção de 205 equipes de combate as perdas em 2024 e para o exercício de 2025 foram mantidas 140 equipes com expansão das 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 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.

1.3 Ocorrência de eventos climáticos extremos na área de concessão da CEEE-D

A área de concessão sob responsabilidade da CEEE-D está localizada em uma região sujeita à ocorrência de eventos climáticos extremos.

Em 2024, os diversos eventos climáticos registrados impactaram a operação da Companhia, resultando em efeitos contábeis totais de R\$ 39.945, compostos por perdas de estoques e baixa de ativos no montante de R\$ 27.263 e despesas operacionais com atendimento emergencial no montante de R\$ 12.682.

A Companhia finalizou as inspeções dos materiais sinistrados e apresentou todos os pleitos às seguradoras, com base nas coberturas previstas em suas apólices de risco operacional e responsabilidade civil. Importante ressaltar que as apólices cobrem de forma integral todos os sinistros identificados, restando apenas a definição do valor definitivo a ser recebido. Em 2024, a Companhia registrou R\$ 4.500 referentes a adiantamentos recebidos e/ou aprovados pela seguradora, além de R\$ 3.151 provenientes da venda dos salvados e um segundo adiantamento de restituição, até 30 de junho de 2025. Os demais pleitos apresentados seguem em análise pela seguradora, ainda sem previsão de conclusão do processo de regulação.

Para o período findo em 30 de junho de 2025, a Companhia permanece monitorando a possibilidade de novos eventos climáticos e atua com planos de contingência estabelecidos para assegurar a continuidade da prestação dos serviços e a minimização de impactos operacionais e financeiros.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

1.4 Reforma tributária sobre o consumo

Em 20 de dezembro de 2023, foi promulgada a Emenda Constitucional nº 132/2023, que instituiu a reforma tributária do consumo no Brasil, que entrará em vigor, em período de transição, a partir de 2026 e com previsão de valer integralmente a partir de 2033. A reforma substitui os tributos PIS, COFINS, IPI, ICMS e ISS por um modelo de Imposto sobre Valor Adicionado (IVA) dual, composto pela Contribuição sobre Bens e Serviços (CBS), de competência federal, e pelo Imposto sobre Bens e Serviços (IBS), de competência estadual e municipal.

Em 16 de janeiro de 2025, foi publicada a Lei Complementar nº 214/2025, estabelecendo as diretrizes iniciais para a implementação da reforma tributária. No entanto, aspectos operacionais e detalhes específicos ainda dependem de regulamentação complementar.

Dessa forma, até 30 de junho de 2025, não há impactos da reforma tributária nas informações contábeis intermediárias da Companhia. A administração segue acompanhando a evolução da regulamentação e avaliará os efeitos à medida que novas definições forem estabelecidas.

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), atualmente denominadas pela Fundação IFRS como “normas contábeis IFRS” e devem ser lidas em conjunto com as últimas demonstrações contábeis anuais do exercício findo em 31 de dezembro de 2024, divulgadas em 26 de março de 2025. As informações contábeis intermediárias estão apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovadas 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 agosto de 2025.

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; e (ii) perdas por redução ao valor recuperável (“*impairment*”) de ativos.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias --Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(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 são aquelas importantes para demonstrar a condição financeira e os resultados da Companhia e foram aplicadas de maneira consistente com aquelas adotadas e divulgadas nas demonstrações contábeis anuais da Companhia, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024 e devem ser lidas em conjunto.

3.1 Principais mudanças nas políticas contábeis

Os principais normativos alterados, emitidos ou em discussão pelo *Internacional Accounting Standard 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:

3.1.1 Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2025

Diversas normas novas ou alteradas tornaram-se aplicáveis a partir do início do período de relatório atual. A Companhia avaliou essas alterações e normativos e não identificou impactos significativos em suas informações contábeis intermediárias e assim não precisou alterar suas políticas contábeis nem fazer ajustes retrospectivos em decorrência da adoção dessas normas novas ou alteradas.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

3.1.2 Alterações em pronunciamentos contábeis com vigência a partir de 2026:

Norma	Descrição da alteração	Vigência
CPC 48 / IFRS 9 e CPC 40 (R1) / IFRS 7: Classificação e mensuração de instrumentos financeiros	Estabelecem requerimentos relativos a: (i) liquidação de passivos financeiros por meio de sistema de pagamento eletrônico; (ii) avaliação das características contratuais do fluxo de caixa dos ativos financeiros, incluindo aqueles com características ambientais, sociais e de governança (ASG ou ESG); e (iii) alterações específicas na norma para abranger os contratos de eletricidade relacionada à natureza (fontes eólicas e solares).	01/01/2026
Pronunciamento Técnico CBPS nº 01 (IFRS S1): Divulgação de Informações Financeiras Relacionadas à Sustentabilidade Pronunciamento Técnico CBPS nº 02 (IFRS S2): Divulgação de Informações Climáticas	Os novos pronunciamentos abordam os requisitos e as diretrizes relacionados à sustentabilidade corporativa, alinhando-se aos padrões internacionais estabelecidos pelo IFRS S1 e IFRS S2. Essas normas visam promover maior transparência e padronização na divulgação de informações ambientais, sociais e de governança (ESG), bem como os impactos financeiros relacionados ao clima.	01/01/2026
CPC 51/IFRS 18: Apresentação e divulgação das Demonstrações Contábeis	O CPC 51/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 das companhias. A IFRS 18 também exige que as companhias divulguem 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. O CPC 51/IFRS 18 substituirá o CPC 26/ IAS 1: Apresentação das Demonstrações Contábeis.	01/01/2027

A Companhia está em processo de análise dos impactos dos pronunciamentos acima e decidiu não adotar antecipadamente nenhuma outra norma, interpretação ou alteração que tenham sido emitidas, mas ainda não estejam vigentes.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias --Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

4 Caixa e equivalentes de caixa

	<u>30/06/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Caixa e depósitos bancários à vista	<u>20.330</u>	43.433
Equivalentes de caixa (a)		
Investimentos		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	<u>199.010</u>	40.496
Subtotal de equivalentes de caixa	<u>199.010</u>	40.496
Total	<u><u>219.340</u></u>	<u><u>83.929</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 equivalentes de caixa, conforme CPC 03 (R2) - Demonstrações de Fluxo de Caixa.

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 junho de 2025, equivale a 102,04% do CDI (101,70% em 31 de dezembro de 2024).

5 Aplicações financeiras

	<u>30/06/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Circulante		
Fundos de investimentos (a)		
Cotas de fundos de investimentos	775.996	789.159
Cotas de fundos de investimento FIDC (b)	16.484	12.366
Títulos públicos	<u>-</u>	391
Total	<u><u>792.480</u></u>	<u><u>801.916</u></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, CDBs, de acordo com a norma de investimento 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; e
- (b) Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC), sendo parte de seus recursos utilizados na operação de antecipação de títulos a pagar a fornecedores da Companhia, 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 junho de 2025, equivale a 101,71% do CDI (98,82% em 31 de dezembro de 2024).

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias --Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

6 Contas a receber de clientes

6.1 Composição dos saldos

	30/06/2025				31/12/2024			
	A Vencer	Vencidos		Total	A vencer	Vencidos		Total
		Até 90 dias	Mais de 90 dias			Até 90 dias	Mais de 90 dias	
Residencial	193.440	111.281	390.453	695.174	186.672	107.937	390.394	685.003
Industrial	9.316	3.035	10.881	23.232	8.190	2.513	11.600	22.303
Comercial	75.796	31.278	113.059	220.133	81.007	28.745	120.218	229.970
Rural	19.791	12.594	22.952	55.337	20.195	9.354	19.260	48.809
Poder público	13.764	1.947	742	16.453	11.913	1.238	827	13.978
Iluminação pública	10.021	649	2.958	13.628	10.112	437	8.168	18.717
Serviço público	10.716	102	8	10.826	3.833	176	36	4.045
Contas a receber de consumidores faturados	332.844	160.886	541.053	1.034.783	321.922	150.400	550.503	1.022.825
Residencial	88.997	18.746	154.261	262.004	105.425	20.987	148.506	274.918
Industrial	2.906	399	5.514	8.819	4.523	435	5.390	10.348
Comercial	47.374	5.377	72.557	125.308	61.797	5.753	71.601	139.151
Rural	24.685	719	4.711	30.115	26.605	697	4.508	31.810
Poder público	79.626	143	635	80.404	71.615	397	400	72.412
Iluminação pública	47.228	179	3	47.410	52.033	301	437	52.771
Serviço público	69	50	-	119	115	1	-	116
Parcelamentos (a)	290.885	25.613	237.681	554.179	322.113	28.571	230.842	581.526
Contas a receber de consumidores não faturados (b)	256.152	-	-	256.152	240.571	-	-	240.571
Baixa renda (c)	18.573	-	-	18.573	12.326	-	-	12.326
Outras	22.659	-	-	22.659	21.626	-	-	21.626
Subtotal	921.113	186.499	778.734	1.886.346	918.558	178.971	781.345	1.878.874
(-) PECLD	(65.169)	(39.755)	(613.550)	(718.474)	(61.704)	(39.011)	(607.113)	(707.828)
Total contas a receber de clientes	855.944	146.744	165.184	1.167.872	856.854	139.960	174.232	1.171.046
Circulante				1.030.830				1.041.486
Não circulante				137.042				129.560

- (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 junho de 2025, no montante de R\$ 186.612 e (R\$ 175.245 em 31 de dezembro de 2024), em contrapartida ao resultado financeiro, no montante líquido de R\$ 11.367, conforme nota explicativa n° 25 – Resultado financeiro;
- (b) O contas a receber de consumidores não faturados, corresponde ao consumo estimado baseado no ciclo de leitura, o qual é encerrado após o período de fechamento contábil; e
- (c) O Governo Federal, por meio das leis n° 12.212 e n° 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.

6.2 Perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa

	31/12/2024	(Provisões)/ Reversões (b)	Baixas (c)	30/06/2025
Contas a receber de consumidores faturados	(439.612)	(29.466)	30.951	(438.127)
Parcelamentos	(249.947)	(21.622)	12.293	(259.276)
Contas a receber de consumidores não faturados	(5.831)	(368)	-	(6.199)
Outras (a)	(12.438)	16.232	(18.666)	(14.872)
Total	(707.828)	(35.224)	24.578	(718.474)

- (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 n° 456 de 29 de novembro de 2000;
- (b) A movimentação líquida do período findo em 30 de junho de 2025, gerou uma provisão, no montante de R\$ 35.224, com impacto no resultado operacional, conforme nota explicativa n° 22 – Custos do serviço e despesas operacionais, ocasionado, também, pelas negociações realizadas com os maiores ofensores provisionados, conforme orientação do plano de recuperação da PECLD da Companhia; e
- (c) Referente a baixa da PECLD de títulos considerados incobráveis, que foram efetivamente 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 junho de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

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

	31/12/2024	Constituição	Amortização	Atualização	Constituições com efeito caixa	30/06/2025
Parcela A						
CDE - Conta de desenvolvimento energético (a)	9.195	(650)	(6.323)	1.311	-	3.533
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica (b)	(2.237)	6.885	1.305	195	-	6.148
Rede básica (c)	84.601	26.636	(52.309)	4.492	-	63.420
Compra de energia CVA (d)	(215.980)	(9.595)	261.943	597	-	36.965
ESS - Encargos do serviço do sistema (e)	33.577	(3.287)	(23.605)	1.166	-	7.851
Transp. Itaipú	3.731	2.065	(3.575)	167	-	2.388
	(87.113)	22.054	177.436	7.928	-	120.305
Itens financeiros						
Sobrecontratação de energia (f)	102.232	9.928	(48.709)	218	-	63.669
Neutralidade (g)	(1.457)	(74.600)	1.712	(3.552)	-	(77.897)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente	(45.938)	(19.466)	14.424	(302)	-	(51.282)
Compensação créditos PIS/COFINS (h)	117.811	-	(70.778)	286	-	47.319
Risco hidrológico (i)	(201.371)	-	11.025	(6.126)	-	(196.472)
CDE Modicidade Tarifária – Empréstimo (j)	(27.570)	-	15.688	(1.283)	(4.247)	(17.412)
Outros (k)	17.388	(3.319)	103.793	11.746	(882)	128.726
	(38.905)	(87.457)	27.155	987	(5.129)	(103.349)
Total	(126.018)	(65.403)	204.591	8.915	(5.129)	16.956
Circulante						
Valores a receber	558.543					542.401
Valores a devolver	(873.965)					(584.161)
Efeito líquido ativo (passivo)	(315.422)					(41.760)
Não circulante						
Valores a receber	438.244					223.041
Valores a devolver	(248.840)					(164.325)
Efeito líquido ativo (passivo)	189.404					58.716
Efeito líquido total	(126.018)					16.956

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação Período findo em 30 de junho de 2025 (Valores expressos em milhares de reais)

- (a) O saldo da CVA CDE foi afetado pelas seguintes variações: (i) constituição negativa da CVA de R\$ 650, devido a quitação do empréstimo CDE Covid e Escassez conforme o DSP nº 3.056/24 e; (ii) o impacto da amortização negativa do período foi de R\$ 6.323;
- (b) O saldo da CVA PROINFA foi afetado pelas seguintes variações: (i) constituição positiva da CVA de R\$ 6.885 devido os custos com a quota PROINFA para o ano de 2025, conforme REH nº 3.422 de 03 de dezembro de 2024, ser maior que a cobertura tarifária concedida no processo tarifário de 2024; (ii) o impacto positivo da amortização no período foi de R\$ 1.305;
- (c) O saldo da CVA Rede Básica foi impactado pelas seguintes variações: (i) constituição positiva de R\$ 26.636, decorrente do aumento na contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) para 2025, o que resultou em custos com a despesa de Rede Básica superiores à cobertura tarifária estabelecida no processo tarifário de 2024; (ii) o impacto negativo da amortização no período foi de R\$ 52.309;
- (d) O saldo da CVA de energia teve como movimentação: (i) constituições negativas referente aos custos com os contratos de Energia Leilão que tiveram menor realização em relação a cobertura tarifária, gerando uma CVA passiva no período de R\$ 127.400 (ii) constituições positivas dos custos com efeito disponibilidade, risco hidrológico e exposição financeira repassados às distribuidoras para atendimento do mercado, gerando uma CVA ativa no período de R\$ 117.805, resultando em movimento de constituição negativa no período de R\$ 9.595; (iii) o impacto positivo da amortização no período foi de R\$ 261.943;
- (e) O ESS está relacionado ao pagamento de usinas térmicas despachadas, que operam com o preço de compra acima do 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 abaixo da cobertura tarifária até o período findo em 30 de junho de 2025, assim a conta de ESS resultou em uma constituição negativa de R\$ 3.287. O impacto da amortização negativa para o período foi de R\$ 23.605;
- (f) A constituição positiva de R\$ 9.928 é referente à venda no mercado de curto prazo devido a movimentação de subcontratação, a um PLD médio de R\$ 183,06/MWh, inferior ao preço médio de compra de energia da Companhia de R\$ 260,00/MWh. O impacto da amortização negativa desse item para o período foi de R\$ 48.709;
- (g) A neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das diferenças mensais, apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais, faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário anterior, devidamente atualizados pela taxa SELIC. Para esse período foi constituído o montante negativo de R\$ 74.600. O impacto da amortização positiva para o período foi de R\$ 1.712;
- (h) 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;
- (i) Reconhecimento antecipado dos custos de compra de energia elétrica associados aos riscos hidrológicos, conforme previsto no PRORET Submódulo 4.4 - Demais Componentes Financeiros, item 5.11. A previsão de risco hidrológico definida no processo tarifário será revertida no processo tarifário subsequente, devidamente atualizada. O impacto da amortização positiva no período foi de 11.025;
- (j) A Companhia registrou a entrada de recursos no montante de R\$ 4.247 conforme Despacho Aneel nº 1.536 de 23 de maio de 2025, que fixou os valores dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético- CDE referentes aos valores aportados pela Eletrobras a serem repassados às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, até 30 de maio de 2025. Esse aporte se alinha à política de Modicidade Tarifária da CDE, ferramenta essencial para a sustentabilidade econômico-financeira do setor elétrico e para a proteção do consumidor, garantindo a equidade na distribuição dos encargos setoriais e a moderação das tarifas de energia. A amortização positiva do componente financeiro associado a esses repasses foi de 15.688 no período; e
- (k) O saldo total de amortização de Outros foi afetado principalmente pelas amortizações de diferimento de Parcela B positivo em 59.175, pela Quitação da Conta COVID/Escassez positivo em R\$ 42.673 e pelo Encargo Escassez Hídrica positivo em R\$ 2.610. Os demais itens somados totalizam negativamente um valor de R\$ 665 e inclui financeiros como Reversão de Créditos Associados a REN 376 e 414, Neutralidade COVID, Garantias Financeiras, entre outros.

No mês de novembro de 2024, a ANEEL apurou o novo índice do reajuste tarifário da Companhia adequando suas despesas da Parcela A (custo não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão). As tarifas de aplicação da Companhia, constantes na Resolução Homologatória nº 3.413, de 19 de novembro de 2024 foram reajustadas, em média, 4,67%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, usuários e agentes supridos da distribuidora.

No período findo em 30 de junho de 2025, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 25.244 (R\$ 111.906 em 31 de dezembro de 2024) de bandeira tarifária, sendo que R\$ 17.829 (R\$ 73.726 em 31 de dezembro de 2024) obtidos por meio de faturamento junto aos clientes e R\$ 7.415 (R\$ 38.180 em 31 de dezembro de 2024) recebendo via CCRBT. A bandeira tarifária foi criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela CCEE.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

8 Impostos e contribuições a recuperar

	30/06/2025	31/12/2024
Circulante		
ICMS a recuperar	51.598	45.541
PIS e COFINS	9.344	9.297
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	189.207	189.207
Outros	829	637
Total circulante	250.978	244.682
Não circulante		
ICMS a recuperar	83.845	78.779
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	184.476	248.037
Total não circulante	268.321	326.816
Totais impostos e contribuições a recuperar	519.299	571.498

- (a) A Companhia possui um ativo de PIS/COFINS a recuperar, referente a exclusão da base de cálculo do ICMS, de R\$ 373.683 (R\$ 437.244 em 31 de dezembro de 2024), 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 seguintes tributos federais: imposto de renda sobre folha de pagamento, PIS e COFINS e retenções federais.

9 Partes relacionadas

Em 30 de junho de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia possui transações com partes relacionadas, principalmente dos contratos de compartilhamentos, entre outros, com as empresas descritas abaixo:

Outras contas a receber	30/06/2025		31/12/2024		30/06/2024	
	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)
Entidade é membro do mesmo grupo econômico						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	1.077	2.149	2.160	1.524	
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(a)	1.683	3.458	3.047	2.032	
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	424	1.155	711	596	
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	661	1.314	1.029	985	
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	(a)	211	512	241	161	
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(a)	2.114	4.774	2.565	-	
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a)	7	14	17	13	
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a)	7	13	16	12	
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a)	10	20	19	18	
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a)	17	50	79	30	
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a)	7	15	17	14	
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a)	8	17	17	15	
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(a)	-	-	-	16	
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a)	13	27	34	23	
Total		6.239	13.518	9.952	5.439	
Outros créditos a receber – Intercompany						
Entidade é membro do mesmo grupo econômico						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(b)	568	-	37	-	
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(b)	-	-	1.909	-	
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(b)	-	-	37	-	
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(b)	-	-	405	-	
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	(b)	-	-	27	-	
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(b)	-	-	518	-	
Total		568	-	2.933	-	
Fornecedores						
Entidade é membro do mesmo grupo econômico						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(251)	-	(283)	-	
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(c)	-	-	(144)	-	
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(c)	-	-	(74)	-	
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	(c)	(78)	-	(4)	-	
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(1.162)	-	(1.162)	-	
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(e)	(205)	(818)	(208)	(828)	
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(e)	(183)	(730)	(186)	(866)	
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(e)	(267)	(167)	(272)	(1.284)	
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(e)	(481)	(1.916)	(489)	(2.264)	
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(e)	(218)	(876)	(140)	(1.051)	
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(e)	(275)	(1.031)	(280)	(1.303)	
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(e)	-	-	-	(879)	
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(e)	(259)	(1.031)	(251)	(1.526)	
Instituto de Ciência e Tecnologia Grupo Equatorial – ICT	(f)	-	-	(1.996)	-	
Equatorial Telecomunicações S.A.	(d)	(86)	(451)	(1.612)	(1.829)	
Equatorial Serviços S.A.	(g)	(7.150)	(14.977)	(7.186)	(16.208)	
Total		(10.615)	(21.997)	(14.287)	(28.038)	

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

Outras contas a pagar	30/06/2025		31/12/2024		30/06/2024	
	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)
Entidade é membro do mesmo grupo econômico						
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(6.314)	(11.130)	(4.314)	(8.227)	(8.227)
Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(1.794)	(4.017)	(1.524)	(3.606)	(3.606)
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(845)	(1.699)	(1.022)	(1.248)	(1.248)
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(695)	(1.516)	(552)	(1.202)	(1.202)
Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA	(a)	(176)	(471)	(239)	(254)	(254)
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(1.756)	(4.102)	(2.489)	-	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a)	-	(5)	(6)	(5)	(5)
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a)	(4)	(14)	(11)	(16)	(16)
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a)	(1)	(7)	(3)	(2)	(2)
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a)	(161)	(320)	(126)	(257)	(257)
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a)	-	(5)	(5)	(6)	(6)
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a)	(1)	(6)	(1)	(2)	(2)
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(a)	-	-	-	(9)	(9)
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a)	(1)	(9)	(16)	(13)	(13)
Controladora indireta						
Equatorial S.A.	(h)	(34.444)	(16.076)	(21.101)	(21.044)	(21.044)
Entidade é plano de benefício pós-emprego						
Equatorial Energia Fundação de Previdência – EQTPREV		-	(91)	-	(82)	(82)
Total		(46.192)	(39.468)	(31.409)	(35.973)	(35.973)

Investimentos em serviço – (bens em comodato)	30/06/2025		31/12/2024		
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	
Entidade é membro do mesmo grupo econômico					
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(i)	109	(109)	112	(112)

- (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 em maio de 2025 no montante de R\$ 500;
- (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; e
- (i) Relação de ativos cedidos em comodato, da Equatorial Piauí Distribuição de Energia S.A para a CEEE-D, e 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 inclui o Conselho de Administração e Fiscal, o Comitê de Auditoria Estatutário, o Presidente e Diretores. A remuneração anual total foi fixada em até R\$ 6.100 (R\$ 5.400 em 31 de dezembro de 2024), conforme Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 28 de abril de 2025.

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

Em 30 de junho de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia não possui para suas pessoas chave da Administração remuneração na categoria de benefícios de rescisão de contrato de trabalho.

Os benefícios pós-emprego estão descritos na nota explicativa nº 26– Benefício pós-emprego e referem-se aos planos de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar o sistema oficial da previdência social.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

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 estão apresentados na nota explicativa nº 20.2 – Plano de opção de compra de ações.

Proporção de cada elemento na remuneração total paga, referente aos períodos findos em 30 de junho de 2025 e 2024:

	01/04/2025 a 30/06/2025	01/01/2025 a 30/06/2025	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024
Total Remuneração fixa anual	483	1.573	897	1.179
Salário ou Pró-labore	469	1.545	878	1.153
Benefícios diretos e indiretos	14	28	19	26
Total Remuneração variável	608	608	863	863
Total Remuneração baseada em ações	252	413	4	115
Valor total da remuneração	1.343	2.594	1.764	2.157

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 e debêntures e, sem ônus nas apólices de seguros, conforme abaixo listados:

Instituição	Valor contratado (*)	% do aval	Início	Término	Valor liberado	30/06/2025 (a)
1ª Emissão de Debêntures 1ª Série	1.200.000	100	19/08/2021	15/08/2026	1.200.000	626.452
1ª Emissão de Debêntures 2ª Série	300.000	100	19/08/2021	15/09/2029	300.000	381.876
1ª Nota Comercial	400.000	100	17/10/2022	14/10/2027	400.000	412.295
2ª Emissão de Debêntures 1ª Série	250.000	100	23/12/2022	15/12/2029	250.000	236.605
Citibank	583.800	100	30/06/2023	27/01/2027	583.800	657.108
Bank of América	233.760	100	06/07/2023	29/01/2027	233.760	283.959
3ª Emissão de Debêntures Série Única	180.000	100	09/08/2023	15/07/2030	180.000	197.895
BNDES 21/22/23	200.000	100	27/09/2023	15/12/2036	200.000	189.465
4ª Emissão de Debêntures Série Única	1.000.000	100	20/12/2023	11/12/2029	1.000.000	1.004.546
5ª Emissão de Debêntures Série Única	250.000	100	19/06/2024	15/05/2036	250.000	256.803
6ª Emissão de Debêntures Série Única	500.000	100	09/08/2024	05/08/2030	500.000	526.421
7ª Emissão de Debêntures Série Única	420.000	100	04/10/2024	15/09/2036	420.000	418.697
8ª emissão de debêntures 1ª série	300.000	100	09/04/2025	25/03/2030	300.000	309.366
8ª emissão de debêntures 2ª série	400.000	100	09/04/2025	25/03/2031	400.000	410.262
Santander	400.000	100	29/11/2024	29/11/2027	400.000	404.720
Apólices de Seguros	583.747	100	18/04/2022	04/10/2031	N/A	N/A
Total	7.201.307				6.617.560	6.316.470

(*) 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:

	31/12/2024	Atualização do ativo financeiro (a)	Transferência - Ativos de contrato (b)	30/06/2025
Ativo financeiro	970.642	52.408	123.056	1.146.106
Obrigações especiais (c)	(187.883)	(5.545)	-	(193.428)
Total ativo financeiro da concessão	782.759	46.863	123.056	952.678

- 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; e
- 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.

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

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

11 Intangível

O ativo intangível está constituído conforme a seguir demonstrado:

	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	30/06/2025		
		Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão
Em serviço	4,11%	5.620.980	(2.439.770)	(181.381)
Total		5.620.980	(2.439.770)	(181.381)

	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	31/12/2024		
		Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão
Em serviço	4,11%	5.152.818	(2.349.348)	(192.185)
Total		5.152.818	(2.349.348)	(192.185)

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 agosto de 2045, conforme ICPC 01(R1)/IFRIC 12 – Contratos de concessão.

11.1 Movimentação do ativo intangível

	31/12/2024	Adições	Baixas	Transferências Ativos de contrato (a)	30/06/2025
Em serviço	5.152.818	-	(36.745)	504.907	5.620.980
(-) Amortização	(2.349.348)	(118.803)	28.381	-	(2.439.770)
Total em serviço	2.803.470	(118.803)	(8.364)	504.907	3.181.210
Obrigações especiais (b)	(309.752)	-	-	3.763	(305.989)
(-) Amortização	117.567	7.041	-	-	124.608
Total em obrigações especiais	(192.185)	7.041	-	3.763	(181.381)
Total	2.611.285	(111.762)	(8.364)	508.670	2.999.829

(a) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão; e

(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.

11.2 Avaliação de impairment

A Companhia realizou o teste de valor recuperável em 31 de dezembro de 2024 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 junho de 2025, 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 junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

12 Ativos de contrato

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

	31/12/2024	Adições (c)	Transferências (b)		30/06/2025
			Ativo intangível	Ativo financeiro	
Ativos de contrato (d)	1.404.122	569.337	(504.907)	(123.056)	1.345.496
(-) Provisão para perda de estoque	(95.740)	41.165	-	-	(54.575)
Obrigações especiais (a)	(94.470)	(919)	(3.763)	-	(99.152)
Total	1.213.912	609.583	(508.670)	(123.056)	1.191.769

- (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;
- (c) O montante de R\$ 609.583 refere-se às adições líquidas dos ativos de contrato reconhecidas no período. Deste total, R\$ 518.336 impactaram o Caixa da Companhia e, conforme nota explicativa nº 28.1 – Transações que não afetam caixa, R\$ 15.347 refere-se às adições em contrapartida de fornecedores, R\$ 30.054 refere-se às adições em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas, R\$ 4.681 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\$ 41.165 refere-se a reversão de provisão para perda de estoque e obra; e
- (d) A Companhia possui, em 30 de junho de 2025, o saldo de almoxarifado de R\$ 341.229, classificados como ativos de contrato, referentes a materiais destinados a melhoria e expansão de rede tais como postes, cabos, medidores, religadores e transformadores.

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 junho de 2025 e 31 de dezembro de 2024. Os valores dos bens em construção estão sujeitos à fiscalização da ANEEL.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

13 Fornecedores

	<u>30/06/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Suprimento de energia elétrica (a)	273.971	268.683
Encargos de uso da rede elétrica	108.150	110.515
Materiais e serviços (b)	201.392	152.409
Partes relacionadas – nota explicativa nº 9	10.615	14.287
Total	594.128	545.894

- a) O saldo em 30 de junho de 2025 apresentou um aumento de R\$ 5.288 em relação a 31 de dezembro de 2024, em função das seguintes variações: (i) aumento de R\$ 23.577 nas despesas do Mercado de Curto Prazo devido ao crescimento do PLD projetado para a região SUL em R\$ 176,43; e (ii) redução de R\$ 18.289 nas despesas em aberto referentes aos contratos de energia; e
- b) 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.

O saldo de fornecedores não incide juros e é geralmente liquidado pela Companhia em prazo médio de até 44 dias (52 dias em 31 de dezembro de 2024).

13.1 Fornecedores – Risco sacado

Com o propósito de fortalecer as relações comerciais com seus fornecedores, a Companhia autorizou a realização de cessão de crédito junto a terceiros e, para os títulos cedidos, a Companhia realizará o pagamento destes diretamente ao seu detentor, na data de vencimento e montantes que foram anteriormente acordados com seus fornecedores originais ('passivo original'), não havendo postergação de prazo pela Companhia ou incidência de juros sobre os títulos cedidos, garantias, ou existência de cláusulas contratuais que possam requerer vencimentos antecipados. A Companhia não possui influência sobre as negociações entre o fornecedor e a instituição financeira.

Atualmente, a transação é operacionalizada por um Fundo de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC), através de uma plataforma 100% digital, gerenciada pelo próprio FIDC (não sendo parte relacionada da Companhia). A Companhia disponibiliza ao FIDC as faturas performadas e este, por sua vez, adiciona estas faturas na plataforma. O fornecedor acessa a plataforma, selecionando as faturas que deseja antecipar e a liquidação é feita pelo FIDC no mesmo dia. A Companhia não possui operações de risco sacado com saldo vencido e o fechamento da operação entre o FIDC e o fornecedor fica a livre critério deste último, sem participação da Companhia, sendo a participação no acordo de financiamento opcional para os fornecedores. Se os fornecedores optarem por receber o pagamento antecipado, pagarão uma taxa ao FIDC, da qual a Companhia não é parte. A Companhia quita a fatura original, pagando ao FIDC de acordo com a data de vencimento original mencionada.

Em 30 de junho de 2025, o saldo de fornecedores – risco sacado é de R\$ 52.263 (R\$ 40.916 em 31 de dezembro de 2024), sendo estes montantes integralmente liquidados pelo FIDC nas referidas datas, ou seja, quando um fornecedor adere a esta modalidade o mesmo recebe de imediato o valor de sua fatura e, portanto, não há faturas a pagar de posse do operador do FIDC.

Os pagamentos dessas transações impactaram no fluxo de caixa da Companhia em R\$ 205.734, no período findo em 30 de junho de 2025 (R\$ 167.760 em 30 de junho de 2024).

Em 30 de junho de 2025 o prazo médio de pagamento destes títulos é de 35 dias (35 dias em 31 de dezembro de 2024).

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

14 Empréstimos e financiamentos

14.1 Composição do saldo

	Custo da dívida (% a.a.)	Garantias	30/06/2025			31/12/2024		
			Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Moeda estrangeira (US\$)								
Bank Of America (BOFA) (a)	CDI + 1,8475%	Aval/Fiança	17.909	266.050	283.959	9.822	295.949	305.771
Banco Citibank (a)	CDI + 1,85%	Aval/Fiança	65.711	591.397	657.108	130	743.076	743.206
Total moeda estrangeira US\$			83.620	857.447	941.067	9.952	1.039.025	1.048.977
Moeda nacional								
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	IPCA + 7,38%	Aval/Fiança + Conta reserva + Receíveis	17.284	176.326	193.610	16.803	178.764	195.567
Santander	CDI + 1,10%	Aval/Fiança	4.720	400.000	404.720	4.080	400.000	404.080
Notas Comerciais	CDI + 1,40%	Aval/Fiança	12.295	400.000	412.295	10.233	400.000	410.233
Subtotal			34.299	976.326	1.010.625	31.116	978.764	1.009.880
Custo de captação			(358)	(3.787)	(4.145)	(354)	(3.941)	(4.295)
Total moeda nacional			33.941	972.539	1.006.480	30.762	974.823	1.005.585
Total empréstimos e financiamentos			117.561	1.829.986	1.947.547	40.714	2.013.848	2.054.562

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

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	
Saldos em 31 de dezembro de 2024	30.762	974.823	9.952	1.039.025	2.054.562
Encargos	62.898	-	28.983	-	91.881
Variação monetária e cambial	541	5.824	-	(115.867)	(109.502)
Transferências	8.079	(8.079)	65.711	(65.711)	-
Amortizações de principal	(8.261)	-	-	-	(8.261)
Pagamentos de juros	(60.257)	-	(21.026)	-	(81.283)
Custo de captação (a)	179	(29)	-	-	150
Saldos em 30 de junho de 2025	33.941	972.539	83.620	857.447	1.947.547

(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 junho de 2025, as parcelas relativas aos empréstimos e financiamentos apresentavam os seguintes vencimentos:

Vencimento	30/06/2025	
	Valor	%
Circulante	117.561	6%
2026	8.396	0%
2027	1.674.240	86%
2028	16.793	1%
2029	16.793	1%
Até 2030 até 2036	117.551	6%
Subtotal	1.833.773	94%
Custo de captação (não circulante)	(3.787)	0%
Não circulante	1.829.986	94%
Total	1.947.547	100%

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

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	Santander
1º Dívida líquida/EBITDA: <= 4,5	3,4	3,4	3,4	3,1

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.

No período findo em 30 de junho de 2025, 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, assegurada por auditoria independente e entregue até 31 de maio do ano subsequente. O *covenant* estabelecido nos contratos consiste na relação Dívida Líquida/EBITDA. No exercício findo em 31 de dezembro de 2024, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados contratualmente.

15 Debêntures

15.1 Movimentação de debêntures

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

	Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2024	<u>375.884</u>	<u>3.271.216</u>	<u>3.647.100</u>
Ingressos	-	700.000	700.000
Encargos	219.535	-	219.535
Transferências	(5.114)	5.114	-
Pagamento de juros	(185.839)	-	(185.839)
Variação monetária, cambial e marcação a valor justo (a)	-	(11.870)	(11.870)
Custo de captação (b)	2.719	(2.722)	(3)
Saldos em 30 de junho de 2025	<u>407.185</u>	<u>3.961.738</u>	<u>4.368.923</u>

(a) Além das variações monetárias e cambiais, o saldo é composto da marcação a mercado das dívidas que são objeto de *swaps* contabilizados pelo método do *hedge* a valor justo; e

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

15.2 Ingressos

Emissão	Ingresso	Data do Ingresso	Pagamento de Juros	Amortização	Destinação de Recurso	Encargo Financeiro (a.a.)	Taxa Efetiva com Derivativo (a.a.)
8ª Emissão, 1ª Série	300.000	abr/25	Semestral	Bullet	Capital de Giro	CDI + 0,80%	Não se aplica
8ª Emissão, 2ª Série	400.000	abr/25	Semestral	Anual após carência	Capital de Giro	CDI + 0,80%	Não se aplica
Total	700.000						

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

15.3 Cronograma de amortização da dívida

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

Vencimento	30/06/2025	
	Valor	%
Circulante	407.185	9%
2026	300.000	7%
2027	200.000	5%
2028	791.729	18%
2029	1.193.120	27%
De 2030 até 2036	1.513.177	35%
Subtotal	3.998.026	92%
Custo de captação (Não circulante)	(36.288)	-1%
Total Não circulante	3.961.738	91%
Total debêntures	4.368.923	100%

15.4 Características das debêntures

Emissão	Característica	Série	Garantias	Valor da Emissão	Custo Nominal	Data da Emissão	Venc. Final	Passivo circulante	Passivo não circulante	30/06/2025
										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	330.576	295.876	626.452
1ª(a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	2ª	Aval/Fiança	300.000	IPCA+5,4% a.a.	ago/21	set/29	7.024	374.852	381.876
2ª(a)(b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	1ª	Aval/Fiança	250.000	CDI+1,08% a.a.	dez/22	dez/29	700	235.905	236.605
3ª(a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	180.000	IPCA+6,50% a.a.	ago/23	jul/30	4.630	193.265	197.895
4ª	(1)/(3)/(4)/(6)	Única	Aval/Fiança	1.000.000	CDI+1,65% a.a.	dez/23	dez/29	6.741	997.805	1.004.546
5ª(a)(b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	250.000	CDI+0,29% a.a.	jun/24	mai/36	1.247	255.556	256.803
6ª	(1)/(3)/(4)/(6)	Única	Aval/Fiança	500.000	CDI+1,05% a.a.	ago/24	ago/30	27.753	498.668	526.421
7ª(b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	420.000	CDI+0,24% a.a.	out/24	set/36	6.660	412.037	418.697
8ª	(1)/(3)/(4)/(6)	1ª	Aval/Fiança	300.000	CDI+0,80% a.a.	abr/25	mar/30	9.366	300.000	309.366
8ª	(1)/(3)/(4)/(6)	2ª	Aval/Fiança	400.000	CDI+0,80% a.a.	abr/25	mar/31	12.488	397.774	410.262
								407.185	3.961.738	4.368.923

- (1) Emissão pública de debêntures simples
(3) Não conversíveis em ações
(4) Espécie Quirografária
(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, 5ª Debêntures e 7ª Debêntures, o custo da ponta passiva do *swap*.

As emissoras das debêntures incentivadas, conforme o artigo 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011, alterada pelo Decreto nº 8.874, de 11 de outubro de 2016 e posteriormente pelo Decreto nº 11.964, de 26 de março de 2024, tem como obrigatoriedade aplicar a totalidade dos recursos captados nas emissões das debêntures no custeio das despesas já incorridas e/ou a incorrer relativas aos projetos enquadrados ou protocolados junto ao MME – Ministério de Minas e Energia. A finalidade das debêntures incentivadas é captar recursos destinados a projetos de infraestrutura e todos os recursos obtidos foram utilizados pela Companhia para esse fim.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

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:

<i>Covenants</i> debêntures	1 ^a debêntures	2 ^a debêntures	3 ^a debêntures	4 ^a debêntures	5 ^a debêntures	6 ^a debêntures	7 ^a debêntures	8 ^a debêntures
1 ^a Dívida Líquida/EBITDA: <= 4,5	3,4	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1

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 junho de 2025, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

16 Impostos e contribuições a recolher

	30/06/2025	31/12/2024
Circulante		
ICMS	35.342	24.031
ICMS parcelamento (a)	141.396	117.494
PIS e COFINS	19.162	15.213
Parcelamento Federal (b)	13.669	12.939
ISS	4.327	8.719
Outros	11.424	9.039
Subtotal	225.320	187.435
Não circulante		
ICMS parcelamento (a)	2.649.911	2.610.406
Parcelamento Federal (b)	22.592	27.844
Subtotal	2.672.503	2.638.250
Total	2.897.823	2.825.685

(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\$ 35.312, refere-se a parcelamentos ordinários, e R\$ 2.755.995 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:

	Parcelamentos sem descontos	Descontos	Parcelamentos com descontos
Principal	1.438.534	-	1.438.534
Multa	382.903	(229.742)	153.161
Juros	934.558	(560.735)	373.823
Total	2.755.995	(790.477)	1.965.518

(b) 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 de prejuízo fiscal e base negativa para abatimento de 50% do débito regularizado, conforme estabelecido pela Lei, e procedeu com as devidas contabilizações de baixa do diferido.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

16.1 Cronograma de pagamento dos parcelamentos de ICMS

Expectativa de ICMS parcelamento a recolher	30/06/2025	
	Valor	%
Circulante	141.396	5%
2026	51.445	2%
2027	108.940	4%
2028	117.007	4%
2029	125.074	4%
Após 2029	2.247.445	81%
Não circulante	2.649.911	95%
Total	2.791.307	100%

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 junho de 2025 e 2024, está demonstrada a seguir:

	01/04/2025		01/01/2025		01/04/2024		01/01/2024	
	a		a		a		a	
	30/06/2025		30/06/2025		30/06/2024		30/06/2024	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Resultado antes do IRPJ e da CSLL	(235.328)	(235.328)	(238.710)	(238.710)	(215.983)	(215.983)	(231.979)	(231.979)
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal	58.832	21.180	59.677	21.484	53.996	19.438	57.995	20.878
Ajustes que afetaram o cálculo dos tributos sobre o lucro								
Outras adições (reversões) permanentes	(10.204)	(3.707)	5.608	2.045	4.015	1.474	17.800	6.369
Parcelamento IRPJ/CSLL (anos anteriores)	-	-	-	-	-	-	36.021	12.968
Créditos fiscais não reconhecidos sobre prejuízo fiscal e base negativa	(48.628)	(17.473)	(65.285)	(23.529)	(58.011)	(20.912)	(75.795)	(27.247)
IRPJ e CSLL correntes/diferidos no resultado	-	-	-	-	-	-	36.021	12.968
Alíquota efetiva com ativo fiscal diferido	-	-	-	-	-	-	16%	6%
Imposto diferido	-	-	-	-	-	-	36.021	12.968

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 junho de 2025, a Companhia apresentou o saldo de R\$ 2.749.226 (R\$ 2.699.690 em 30 de junho de 2024) a realizar de impostos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social.

	30/06/2025		30/06/2024	
	Valor	Efeito Tributário	Valor	Efeito Tributário
Prejuízos fiscais acumulados	7.583.389	1.895.847	7.588.047	1.897.012
Base negativa de CSLL	8.353.777	751.840	7.591.043	683.194
Diferenças temporárias	298.644	101.539	351.424	119.484
Total	16.235.810	2.749.226	15.530.514	2.699.690

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 junho de 2025
(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:

	30/06/2025		31/12/2024	
	Provisão	Depósitos Judiciais	Provisão	Depósitos Judiciais
Cíveis	377.260	5.518	368.682	6.721
Fiscais	-	767	593	721
Trabalhistas	500.382	225.603	471.961	220.885
Regulatórias	83.637	-	8.672	-
Ambiental	38.325	-	36.944	-
Total	999.604	231.888	886.852	228.327
Circulante	415.864	4.494	390.829	4.504
Não circulante	583.740	227.394	496.023	223.823

18.1 Movimentação dos riscos no período

	31/12/2024		30/06/2025				Saldo final
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Reclassificação (4)	
Cíveis	368.682	16.025	(14.366)	(6.267)	13.186	-	377.260
Fiscais	593	-	-	(144)	(449)	-	-
Trabalhistas	471.961	30.915	(33.831)	(8.911)	40.248	-	500.382
Regulatórios	8.672	6.076	-	-	6.822	62.067	83.637
Ambiental	36.944	-	(44)	-	1.425	-	38.325
Total contingências	886.852	53.016	(48.241)	(15.322)	61.232	62.067	999.604

(1) Gastos efetivos (pagamentos) com contingências judiciais;

(2) Reversões realizadas no período;

(3) Atualizações monetárias mensais pelo INPC acrescido de 1% da taxa Selic; e

(4) Refere-se à reclassificação das multas aplicadas pela AGERGS, provisionadas no exercício de 2023, acrescidas da respectiva atualização monetária. Tais valores estavam inicialmente registrados no grupo de "Outras contas a pagar", uma vez que sua discussão ocorria em âmbito administrativo. No entanto, diante da judicialização da matéria, houve a necessidade de reclassificação para o grupo de "Provisão para riscos judiciais".

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 junho de 2025, 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:

	30/06/2025	31/12/2024
Cíveis	107.511	109.295
Fiscais	86.023	113.364
Trabalhistas	6.622	6.518
Total	200.156	229.177

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(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 junho de 2025, a Companhia efetuou complemento neste lançamento, referente à atualização da taxa SELIC, constituindo: (i) complemento de ativo e passivo no montante de R\$ 15.351 (R\$ 37.968 em 31 de dezembro de 2024); e (ii) compensação de débitos tributários de R\$ 80.932 (R\$ 152.667 em 31 de dezembro de 2024) com os tributos federais PIS, COFINS e retenções federais através de PER/DCOMP.

	30/06/2025	31/12/2024
Ativo		
Circulante – nota explicativa nº 8	189.207	189.207
Não circulante – nota explicativa nº 8	184.476	248.037
PIS e COFINS a recuperar	373.683	437.244
Passivo		
Não circulante	244.430	230.478
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	244.430	230.478

Expectativa de PIS/COFINS a recuperar

	30/06/2025	
	Valor	%
Circulante		
2026	189.207	51%
2027	110.370	29%
Não circulante	74.106	20%
Total	184.476	49%
	373.683	100%

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

Adicionalmente, no período findo em 30 de junho de 2025, a companhia realizou atualização financeira, referente à taxa SELIC, no montante de R\$ 2.020 (R\$ 2.782 em 30 de junho de 2024), sobre a qual houve incidência de PIS/COFINS, no montante de R\$ 94 (R\$ 129 em 30 de junho de 2024), conforme demonstrado a seguir:

Resultado	30/06/2025	30/06/2024
(+) Receita financeira		
PIS/COFINS consumidores a restituir	2.020	2.782
(-) PIS/COFINS sobre a receita financeira	(94)	(129)
Efeito líquido no resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	1.926	2.653

20 Patrimônio líquido negativo

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 2024), 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	30/06/2025			%
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	
Equatorial Participações e Investimentos S.A.	64.920.583	1.087	64.921.670	95,12%
Eletrobras	3.067.033	87.638	3.154.671	4,62%
Outros	103.300	75.289	178.589	0,26%
Total	68.090.916	164.014	68.254.930	100,00%

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 Equatorial S.A., por intermédio de um Comitê de Pessoas, Governança 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 2024.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(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.

6º Outorga	
<i>Vesting Date</i>	Opções exercíveis
11/03/2023	37.500
11/03/2024	37.500
11/03/2025	37.500
11/03/2026	37.500
	150.000

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

	<u>30/06/2025</u>
Valor justo na data de outorga	12,17
Data da outorga: 03/04/2023	
Quantidade outorgada	112.500
Preço da ação na data de outorga	26,88
Valor justo ponderado do <i>vesting period</i>	25,73
Volatilidade esperada (média ponderada)	31,53%
Vida da opção (expectativa de vida média ponderada em anos)	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	Média ponderada do preço de exercício	Número de opções	Média ponderada do preço de exercício
	30/06/2025	30/06/2025	31/12/2024	31/12/2024
<i>Em opções</i>				
Existentes em 1º de janeiro	112.500	26,04	150.000	23,00
Encerradas durante o período/exercício	-	-	(37.500)	-
Encerramento ao fim do período 6ª Outorga	112.500	25,73	112.500	26,04
Existentes ao fim do período/exercício	112.500	-	112.500	-

A despesa reconhecida na Companhia, em contrapartida ao patrimônio líquido, no período findo em 30 de junho de 2025 foi de R\$ 203 (R\$ 179 em 30 de junho de 2024) e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base. O valor justo médio ponderado das opções em 30 de junho de 2025 é de R\$ 11,92 (R\$ 11,25 em 31 de dezembro de 2024).

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

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

O valor da ação foi calculado pelo preço dos 60 pregões anteriores ao término do período de 30 de junho de 2025, ponderado pelo volume negociado.

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:

<i>Em ações</i>	Número de ações	Valor justo médio ponderado	Número de ações	Valor justo médio ponderado
	30/06/2025	30/06/2025	31/12/2024	31/12/2024
Existentes em 1º de janeiro	110.000	31,15	135.000	-
Pagamentos durante o período/exercício	(55.000)	-	(25.000)	-
Existentes ao fim do período/exercício	55.000	39,95	110.000	31,15

A despesa reconhecida, em contrapartida a outras contas a pagar, para o período findo em 30 de junho de 2025 foi R\$ 550 (R\$ 287 em 30 de junho de 2024) 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.

As quantidades acima podem variar conforme a *performance* e serem multiplicadas por um percentual entre 90 e 110%.

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

a. Forma de cálculo da despesa do programa

O valor da ação foi calculado pelo preço dos 60 pregões anteriores ao término do período de 30 de junho de 2025, ponderado pelo volume negociado.

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:

<i>Em ações</i>	Número de ações	Valor justo médio ponderado	Número de ações	Valor justo médio ponderado
	30/06/2025	30/06/2025	31/12/2024	31/12/2024
Existentes em 1º de janeiro	62.452	32,19	60.343	-
Outorgas durante o período/exercício	591	-	2.109	-
Existentes ao fim do período/exercício	63.043	35,38	62.452	32,19

A despesa reconhecida, em contrapartida a outras contas a pagar, no período findo em 30 de junho de 2025 foi de R\$ 340 (reversão de R\$ 250 em 30 de junho de 2024) 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.

As quantidades acima podem variar conforme a *performance* e serem multiplicadas por um percentual entre 0% (zero por cento) e 150% (cento e cinquenta por cento) da Quantidade Alvo.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

20.2.4 Plano de outorga de “Phantom Shares” – Contrato 2025

a. Forma de cálculo da despesa do programa

O valor da ação foi calculado pelo preço dos 60 pregões anteriores ao término do período de 30 de junho de 2025, ponderado pelo volume negociado.

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:

<i>Em ações</i>	<u>Número de ações</u> <u>30/06/2025</u>	<u>Valor justo médio ponderado</u> <u>30/06/2025</u>
Existentes em 1º de janeiro	-	-
Outorgas durante o período	122.241	28,32
Pagamentos durante o período	(5.812)	-
Existentes ao fim do período	116.429	38,79

Para o plano de “Phantom shares”, referente ao período findo em 30 de junho de 2025, foi reconhecida uma despesa de R\$ 746 em contrapartida a rubrica de outras contas a pagar 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.

As quantidades acima podem variar conforme a *performance* e serem multiplicadas por um percentual entre 0% (zero por cento) e 150% (cento e cinquenta por cento) da Quantidade Alvo.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
 Período findo em 30 de junho de 2025
 (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.

	01/04/2025 a 30/06/2025			01/01/2025 a 30/06/2025		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total
Numerador:						
Prejuízo do período	(234.763)	(565)	(235.328)	(238.136)	(574)	(238.710)
Denominador:						
Média ponderada por classe de ações (em milhares)	68.091	164	68.255	68.091	164	68.255
Resultado básico e diluído por ação (em R\$)	(3,44778)	(3,44778)	(3,44778)	(3,49733)	(3,49733)	(3,49733)
	01/04/2024 a 30/06/2024			01/01/2024 a 30/06/2024		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total
Numerador:						
Prejuízo do período	(215.464)	(519)	(215.983)	(182.550)	(440)	(182.990)
Denominador:						
Média ponderada por classe de ações (em milhares)	68.091	164	68.255	68.091	164	68.255
Resultado básico e diluído por ação (em R\$)	(3,16435)	(3,16435)	(3,16435)	(2,68098)	(2,68098)	(2,68098)

Em 30 de junho de 2025 e 2024, a Companhia não possuía categoria de ações potenciais que provocariam diluição.

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 junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

21 Receita operacional líquida

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

	01/04/2025 a 30/06/2025	01/01/2025 a 30/06/2025	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024
Receita de distribuição	1.177.304	2.753.145	1.052.610	2.534.188
Remuneração financeira WACC (a)	6.539	13.840	18.326	30.479
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (b)	216.475	139.188	168.275	147.800
Subvenção CDE - Outros	54.760	109.520	46.081	92.162
Fornecimento de energia elétrica	1.455.078	3.015.693	1.285.292	2.804.629
Suprimento de energia elétrica (c)	21.511	44.679	25.960	35.685
Receita pela disponibilidade - uso da rede	209.802	403.155	157.974	309.627
Receita de construção (d)	302.308	610.502	213.084	339.892
Atualização dos ativos financeiro (e)	8.766	46.863	3.977	14.243
Outras receitas	42.920	91.802	38.997	97.001
Receita operacional bruta	2.040.385	4.212.694	1.725.284	3.601.077
Deduções				
ICMS sobre venda de energia elétrica	(241.331)	(518.552)	(205.833)	(462.538)
PIS e COFINS	(177.039)	(281.994)	(127.002)	(231.614)
Encargos do consumidor	(12.087)	(25.476)	(10.620)	(23.084)
ISS	(46)	(68)	(78)	(110)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	(191.906)	(383.963)	(198.652)	(397.304)
Penalidades DIF/FIC e outras	(11.733)	(34.072)	(20.203)	(43.793)
Deduções da receita operacional	(634.142)	(1.244.125)	(562.388)	(1.158.443)
Receita operacional líquida	1.406.243	2.968.569	1.162.896	2.442.634

- (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 negativa de R\$ 8.612 dos ativos e passivos regulatórios deve-se principalmente por: (i) variação negativa entre os valores amortizados do último reajuste no montante de R\$ 68.099; (ii) em relação a constituição não houve alteração de posição entre anos, os movimentos se mantiveram passivos, entretanto, no período atual houve uma despesa menor, principalmente em função do comportamento dos custos com energia e encargos setoriais frente às coberturas tarifárias homologadas pela ANEEL, gerando uma variação positiva de R\$ 70.662 quando comparado com o exercício anterior; (iii) variação positiva pelo reconhecimento de despesa na tarifa dos recursos recebidos a título de Conta-Covid no montante de R\$ 5.175; (iv) a variação positiva entre os valores da receita de ultrapassagem da demanda e excedente reativo no montante de R\$ 1.718; e (v) efeito negativo de R\$ 18.068 em CVA da Bandeira Faturada devido a bandeira tarifária amarela e vermelha patamar 1 ocorridas em maio e junho de 2025, o que não ocorreu no mesmo período do ano anterior;
- (c) A receita de suprimento de energia elétrica foi maior no período findo em 30 de junho de 2025, devido o suprimento para outros agentes de distribuição terem sido maiores do que o mesmo período no ano anterior;
- (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 comparativo entre os anos de 2024 e 2025 revelou um aumento de 64%, impulsionado pela intensificação dos investimentos realizados no período, com foco na modernização e expansão da infraestrutura com o objetivo de aprimorar a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica, por meio da redução de falhas, aumento da eficiência operacional e melhoria no atendimento aos consumidores; e
- (e) O aumento na atualização dos ativos financeiros decorre principalmente do crescimento do saldo desses ativos no período, aliado ao aumento do índice de inflação adotado (IPCA), que passou de 3,93% até junho de 2024 para 5,48% até junho de 2025.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

22 Custo do serviço e despesas operacionais

	01/04/2025 a 30/06/2025					01/01/2025 a 30/06/2025				
	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	(11.070)	(10.325)	(12.086)	-	(33.481)	(23.236)	(20.533)	(19.108)	-	(62.877)
Material	(4.275)	(591)	(533)	-	(5.399)	(6.264)	(1.036)	(698)	-	(7.998)
Serviços de terceiros	(58.124)	(38.072)	(19.342)	-	(115.538)	(127.917)	(65.078)	(34.084)	-	(227.079)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(796.685)	-	-	-	(796.685)	(1.565.776)	-	-	-	(1.565.776)
Custo de construção (b)	(302.308)	-	-	-	(302.308)	(610.502)	-	-	-	(610.502)
PECLD (c)	-	-	-	(6.367)	(6.367)	-	-	-	(35.224)	(35.224)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(22.317)	-	(22.317)	-	-	(37.694)	-	(37.694)
Amortização	(68.309)	-	1.579	-	(66.730)	(108.071)	-	(4.369)	-	(112.440)
Outros	(191)	(563)	(1.994)	(427)	(3.175)	(503)	(1.481)	(4.450)	(1.300)	(7.734)
Total	(1.240.962)	(49.551)	(54.693)	(6.794)	(1.352.000)	(2.442.269)	(88.128)	(100.403)	(36.524)	(2.667.324)

	01/04/2024 a 30/06/2024					01/01/2024 a 30/06/2024				
	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	(8.732)	(10.559)	(18.563)	-	(37.854)	(18.130)	(20.066)	(29.654)	-	(67.850)
Material	(1.401)	(4.196)	440	-	(5.157)	(3.415)	(4.431)	567	-	(7.279)
Serviços de terceiros	(43.256)	(25.121)	(14.139)	-	(82.516)	(91.156)	(55.338)	(43.962)	-	(190.456)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(697.474)	-	-	-	(697.474)	(1.430.741)	-	-	-	(1.430.741)
Custo de construção (b)	(213.084)	-	-	-	(213.084)	(339.892)	-	-	-	(339.892)
PECLD (c)	-	-	-	(38.552)	(38.552)	-	-	-	(65.974)	(65.974)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(9.582)	-	(9.582)	-	-	(30.351)	-	(30.351)
Amortização	(33.882)	-	(1.514)	-	(35.396)	(67.041)	-	(3.043)	-	(70.084)
Outros	(1.986)	(2.531)	(653)	(1.790)	(6.960)	(2.238)	(3.178)	(2.420)	(13.071)	(20.907)
Total	(999.815)	(42.407)	(44.011)	(40.342)	(1.126.575)	(1.952.613)	(83.013)	(108.863)	(79.045)	(2.223.534)

(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;

(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; e

(c) Para maior detalhamento, vide nota explicativa nº 6.2 – Perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

23 Energia elétrica comprada para revenda

	01/04/2025 a 30/06/2025		01/01/2025 a 30/06/2025		01/04/2024 a 30/06/2024		01/01/2024 a 30/06/2024	
	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$
Energia de leilão (a)	1.188	(302.410)	2.441	(601.452)	1.165	(266.162)	2.464	(559.378)
Contratos Eletronuclear	72	(23.340)	143	(46.684)	72	(24.727)	145	(48.301)
Contratos cotas de garantias (b)	245	(58.340)	534	(110.069)	299	(53.804)	671	(103.091)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS/ Energia reserva (c)	-	(27.674)	-	(64.922)	-	(43.928)	-	(91.487)
Energia bilateral	7	(2.635)	12	(5.056)	7	(2.826)	13	(4.888)
Energia de curto prazo – CCEE (d)	-	(115.186)	-	(203.787)	-	(32.439)	-	(67.864)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	70	(25.433)	70	(50.865)	19	(21.990)	71	(43.980)
Itaipu (e)	669	(98.008)	708	(179.243)	365	(83.835)	734	(154.392)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	78.906	-	149.473	-	66.415	-	125.597
Geração distribuída (f)	(353)	(151)	-	(11.356)	-	3.961	-	(7.758)
Subtotal	1.898	(574.271)	3.908	(1.123.961)	1.927	(459.335)	4.098	(955.542)
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição	-	(222.414)	-	(441.815)	-	(238.139)	-	(475.199)
Total	1.898	(796.685)	3.908	(1.565.776)	1.927	(697.474)	4.098	(1.430.741)

- (a) Compreende os custos com os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no ambiente regulado (CCEAR) e Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), que apresentaram aumento na despesa em 7,5% decorrente com preço médio do período em R\$ 246,40 /MWh em relação ao período anterior de R\$ 227,02/MWh, devido atualização dos preços dos contratos e despacho térmico;
- (b) As variações são decorrentes das despesas com os Contratos de Cotas de Garantia Física e os Efeitos dessa Contratação na Liquidação CCEE, para o período findo em 30 de junho de 2025 houve redução no volume contratado em 20,42 %, embora a despesa tenha crescido em 6,8 % devido as usinas que antes pertenciam ao grupo Eletronuclear terem sido repactuadas em 2024, tendo seus preços de venda ajustados, aumentando assim o preço médio do período em R\$ 206,12/MWh em relação ao período findo em 30 de junho de 2024 de R\$ 153,64/MWh;
- (c) A redução nas despesas associada ao ESS no período findo em 30 de junho de 2025 deve-se a queda no acionamento das térmicas fora da ordem de mérito pela situação hidrológica favorável, ocasionando redução dos pagamentos associado a este encargo;
- (d) A energia de curto prazo apresentou uma variação de R\$ 135.923, em virtude do aumento da despesa devido a compra de energia no Mercado de Curto no período findo em 30 de junho de 2025 em relação a 30 de junho de 2024;
- (e) A variação refere-se aos custos do contrato da Usina de Itaipu e aos seus efeitos na liquidação na CCEE, no âmbito do Mercado de Curto Prazo. Esses fatores resultaram em aumento de 16,1% nas despesas em relação a 2024, devido à atualização do preço médio de compra, que evoluiu de R\$ 210,34/MWh no período findo em 30 de junho de 2024 para R\$ 253,17/MWh no período findo em 30 de junho de 2025; e
- (f) Os valores referem-se ao impacto da contabilização dos custos de geração distribuída, cujo valor é determinado pela energia (kWh) gerada por consumidores de GD, valorizada pelo PMIX (Preço Médio de Compra de Energia). Esse impacto é reconhecido em contrapartida em outras contas a pagar, com impacto dos encargos de geração distribuída no resultado financeiro.

(*) não revisado.

24 Outras despesas operacionais, líquidas

	01/04/2025 a 30/06/2025	01/01/2025 a 30/06/2025	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024
Outras receitas operacionais				
Outras receitas operacionais	726	829	2.005	16.722
Reversão para perda de estoque (a)	21.737	54.196	-	-
Total de outras receitas operacionais	22.463	55.025	2.005	16.722
Outras despesas operacionais				
Perdas pela desativação de bens e direitos (b)	(31.712)	(37.654)	(13.267)	(13.267)
Indenização por danos a terceiros	(2.939)	(5.784)	(4.786)	(7.857)
Provisão para perda de estoque (a)	(30)	(13.031)	(39.812)	(64.535)
Reversão (Baixa) de recebíveis incobráveis (c)	3.830	(1.337)	(1.389)	(2.603)
Outras despesas operacionais	3.936	2.752	(2.421)	(14.965)
Total de outras receitas (despesas) operacionais	(26.915)	(55.054)	(61.675)	(103.227)
Total	(4.452)	(29)	(59.670)	(86.505)

- (a) A Companhia 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 Companhia realizou a capitalização da obra contemplando a reversão dos itens;
- (b) Este saldo refere-se as baixas de ativos ocorridas no período findo de 30 de junho de 2025; e
- (c) No período findo em 30 de junho de 2025 foram realizadas baixas de títulos vencidos, acima de 5 anos do contas a receber e da respectiva PECLD, resultando em uma despesa de R\$ 25.915 e uma reversão de R\$ 24.578, respectivamente.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

25 Resultado financeiro

	01/04/2025 a 30/06/2025	01/01/2025 a 30/06/2025	01/04/2024 a 30/06/2024	01/01/2024 a 30/06/2024
Receitas financeiras				
Rendimentos de aplicação financeiras (a)	41.998	66.468	27.774	60.127
Valores a receber/devolver parcela A	22.934	43.514	8.632	49.947
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(38.491)	125.035	83.732	165.813
Acréscimo moratório de energia vendida (c)	61.441	84.277	23.023	36.738
Receita financeira de AVP	2.736	6.099	4.556	10.952
PIS/COFINS sobre receita financeira	(5.131)	(9.074)	7.657	(8.734)
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	(70)	2.020	1.266	2.782
Variação monetária, cambial e marcação a valor justo (d)	104.121	176.195	1	1.361
Outras receitas financeiras (h)	13.070	28.933	24.243	31.025
Total de receitas financeiras	202.608	523.467	180.884	350.011
Despesas financeiras				
Encargos da dívida (e)	(170.253)	(309.633)	(103.065)	(202.675)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(90.854)	(333.248)	14.913	(49.599)
Valores a receber/devolver parcela A	(18.800)	(34.599)	(17.108)	(41.177)
Variação monetária, cambial e marcação a valor justo (d)	(15.170)	(54.823)	(120.917)	(173.087)
Despesa financeira de AVP	(17.466)	(17.466)	(3.568)	(3.568)
Atualização de contingências (f)	(33.658)	(61.232)	(27.926)	(66.220)
Multas	(40.987)	(42.188)	(7.318)	(23.585)
Juros, multas s/ operação de energia	(140)	(279)	(252)	(283)
Despesa com aval	(4.025)	(16.076)	(11.263)	(21.044)
Encargos sobre déficit atuarial	(24.273)	(48.547)	(24.699)	(49.398)
Outras despesas financeiras (g)	(72.199)	(145.522)	(72.315)	(83.949)
Encargos de geração distribuída	98	220	-	-
Total de despesas financeiras	(487.727)	(1.063.393)	(373.518)	(714.585)
Total do resultado financeiro	(285.119)	(539.926)	(192.634)	(364.574)

- (a) O aumento nos rendimentos das aplicações financeiras deve-se, principalmente, ao efeito favorável da elevação da taxa CDI, que passou de 5,22% no acumulado até junho de 2024 para 6,42% no mesmo período de 2025;
- (b) A variação nas operações com instrumentos derivativos refere-se, principalmente, à contratação de operações de *swap* designadas como *hedge* de fluxo de caixa. O principal impacto no resultado financeiro decorreu da variação cambial incidente sobre essas operações. No período findo em 30 de junho de 2025, houve reconhecimento de despesa financeira, em razão da valorização do real frente ao dólar, cuja cotação passou de R\$ 6,19 em 31 de dezembro de 2024 para R\$ 5,45 em 30 de junho de 2025, representando uma queda de 11,87%. Já no período findo em 30 de junho de 2024, registrou-se receita financeira em função da desvalorização do real, com o dólar subindo 14,82%, de R\$ 4,84 em 31 de dezembro de 2023 para R\$ 5,55 em 30 de junho de 2024;
- (c) Variação ocasionada pelas negociações realizadas com os maiores devedores provisionados na PECLD, conforme orientação do plano de recuperação da PECLD da Companhia, quando foram acordadas negociações com isenções importantes, dentre elas parte dos moratórios, que oportunizaram a composição da negociação com parcelas viáveis para pagamento;
- (d) No acumulado até 30 de junho de 2025, o principal impacto foi causado pela variação cambial, que resultou em uma receita devido à queda de 11,87% no valor do dólar. O câmbio passou de R\$ 6,19 em 31 de dezembro de 2024 para R\$ 5,45 em 30 de junho de 2025. Em contrapartida, no acumulado até 30 de junho de 2024, a variação cambial gerou uma despesa, decorrente da alta de 14,82% no valor do dólar. Além das variações monetárias e cambiais, o saldo é composto da marcação a valor justo das dívidas que são objeto de *swaps* contabilizados pelo método do *hedge* a valor justo;
- (e) No acumulado até 30 de junho de 2025, o aumento na despesa, deu-se principalmente em função do crescimento da dívida da Companhia em 30,5%, em relação ao mesmo período em 30 de junho de 2024. Além disso, houve impacto da elevação da taxa CDI, indexador com 88% de participação na dívida da Companhia, que passou de 5,22% no acumulado até junho de 2024 para 6,42% no acumulado até junho de 2025;
- (f) A diminuição do saldo deve-se, principalmente, pela mudança do índice de atualização do IGPM para IPCA em Processos Cíveis após emissão do provimento número 014/2022-CGJ que alterou a Consolidação Normativa Judicial do Tribunal de Justiça do Rio Grande do Sul;
- (g) Refere-se, principalmente, ao reconhecimento de encargos, juros e multas do parcelamento de ICMS, conforme saldos apresentados na nota explicativa nº 16 – Impostos e contribuições a recolher; e
- (h) A principal variação corresponde a atualização do crédito a recuperar do consumidor, devolvido a maior sobre o crédito da exclusão do ICMS na base do PIS e COFINS, dos reajustes anteriores, conforme homologado no reajuste tarifário pela ANEEL em 2024.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

26 Benefício pós-emprego (Entidade de previdência privada)

Os saldos registrados no passivo compõem-se de:

	<u>30/06/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Ativo não circulante		
Equatorial CD	12	10
Total do ativo	<u>12</u>	<u>10</u>
Passivo circulante		
Plano Único	41.958	32.117
Plano CEEEPREV	51.803	48.797
Subtotal	<u>93.761</u>	<u>80.914</u>
Passivo não circulante		
Plano Único	126.453	149.390
Plano CEEEPREV	542.076	534.974
Saúde e Odonto	38.232	36.057
Subtotal	<u>706.761</u>	<u>720.421</u>
Total do passivo	<u>800.534</u>	<u>801.335</u>

As características dos planos de benefícios previdenciários patrocinados pela Companhia estão descritas na nota explicativa nº 26 – Benefícios pós-emprego, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024 e não houve alterações de critérios adotados no período.

27 Instrumentos financeiros

27.1 Considerações gerais

A Companhia efetuou análise dos seus instrumentos financeiros, a saber: 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.

27.2 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 junho de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia possuía operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

27.3 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 o período findo em 30 de junho de 2025 não ocorreram mudanças nas hierarquias e nas técnicas de avaliação do valor justo, em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2024, conforme descrito no item a seguir.

(a) 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. As divulgações quantitativas da hierarquia do valor justo para ativos e passivos em 30 de junho de 2025 e 31 de dezembro de 2024 estão identificados conforme a seguir:

Ativo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/06/2025		31/12/2024	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalentes de caixa – depósitos bancários	-	Custo amortizado	20.330	20.330	43.433	43.433
Caixa e equivalentes de caixa (Fundo de investimentos)	1	Valor justo por meio do resultado	199.010	199.010	40.496	40.496
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	792.480	792.480	801.916	801.916
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	1.167.872	1.167.872	1.171.046	1.171.046
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado	45.674	45.674	144.656	144.656
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	58.716	58.716	189.404	189.404
Ativo financeiro de concessão	3	Valor justo por meio do resultado	952.678	952.678	782.759	782.759
Total do ativo			3.236.760	3.236.760	3.173.710	3.173.710

Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/06/2025		31/12/2024	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Fornecedor	-	Custo amortizado	594.128	594.128	545.894	545.894
Fornecedores – Risco Sacado	-	Custo amortizado	52.263	52.263	40.916	40.916
Empréstimos e financiamentos	-	Custo amortizado	1.947.547	1.971.162	2.054.562	2.062.190
Debêntures	-	Custo amortizado	4.368.923	4.418.618	3.647.100	3.587.450
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	41.760	41.760	315.422	315.422
Passivo de arrendamento	-	Custo Amortizado	4.538	4.538	3.637	3.637
Total do passivo			7.009.159	7.082.469	6.607.531	6.555.509

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de junho de 2025

(Valores expressos em milhares de reais)

27.4 Instrumentos financeiros derivativos

Em 30 de junho de 2025 e 31 de dezembro de 2024, a Companhia possui os seguintes instrumentos financeiros derivativos:

Instituição financeira	Ingresso	Vencimento	Valor contratado (USD)	Valor contratado (BRL)	Amortização	Tipo	Juros	Indexadores	Valor Justo	
									30/06/2025	31/12/2024
Itaú	23/12/2022	15/12/2029	-	250.000	Bullet	Juros	Semestral	IPCA + 7,1498% a.a./CDI + 1,08% a.a.	(14.728)	7.242
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.	59.671	141.670
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.	13.213	55.257
XP	19/06/2024	15/05/2036	-	250.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 6,5596% a.a. / CDI + 0,29% a.a.	(473)	(24.062)
BTG	04/10/2024	15/09/2036	-	420.000	Anual	Juros	Semestral	IPCA + 6,6493% a.a./ CDI +0,24% a.a.	(12.009)	(35.451)
Total									45.674	144.656
								Ativo circulante	6.545	1.114
								Ativo não circulante	39.129	143.542
								Efeito líquido total	45.674	144.656

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	30/06/2025			31/12/2024			30/06/2025	30/06/2024
		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	1.737.560	72.883	(27.210)	1.737.560	204.168	(59.512)	79.461	(2.166)

Para o período findo em 30 de junho de 2025, não houve mudança nas políticas de instrumentos financeiros em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 26.4 – Instrumentos financeiros derivativos das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

27.5 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 junho de 2025, não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco em relação àquelas divulgadas na nota explicativa nº 27.5 – Gerenciamento dos riscos financeiros das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2024.

28 Demonstração dos fluxos de caixa

28.1 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>
Atividades de investimento	
Transferência de ativos de contrato para ativo intangível (a)	508.670
Transferência de ativos de contrato para ativo financeiro (a)	123.056
Adição de ativo contratual em contrapartida de fornecedor (a)	15.347
Adição de ativo contratual em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas (a)	30.054
Total atividades de investimento	<u>677.127</u>
Atividades de financiamento	
Capitalização de juros de empréstimos (b)	4.681
Resultado de <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa (c)	79.461
Total atividades de financiamento	<u>84.142</u>
Total	<u>761.269</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.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

28.2 Mudanças nos passivos de atividades de financiamento

	31/12/2024	Fluxo de caixa	Pagamento de juros (a)	Mudança no valor justo	Outros (b)	30/06/2025
Empréstimos e financiamentos	2.054.562	(8.261)	(81.283)	-	(17.471)	1.947.547
Debêntures	3.647.100	700.000	(185.839)	-	207.662	4.368.923
Instrumentos financeiros derivativos	-	-	(29.907)	(79.461)	109.368	-
Passivos de arrendamento	3.637	(598)	(306)	-	1.805	4.538
Total	5.705.299	691.141	(297.335)	(79.461)	301.364	6.321.008

- (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.

29 Compromissos futuros

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

	Vigência	2025	2026	2027	Após 2027 (*)
Energia contratada (em R\$ mil)	2025 a 2036	994.416	2.093.489	2.059.873	23.329.781
Energia contratada (em MhW)	2025 a 2036	3.954.756	7.681.534	7.594.704	71.565.007

(*) estimado em 9 anos após 2027.

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.

	Vigência	2025	2026	2027	Após 2027 (*)
Arrendamentos e aluguéis (R\$ Mil)	2025 a 2029	639	1.158	1.303	1.438

(*) estimado em 3 anos após 2026.

30 Eventos subsequentes

Ocorrência de eventos climáticos

Em 28 de julho de 2025 um ciclone extratropical com rajadas de vento acima de 100km/h atingiu a área de concessão da Companhia. Este evento ocasionou desligamentos em toda a área de companhia, chegando a 430 mil clientes desligados no seu momento mais crítico, aproximadamente 20% do total de consumidores.

A Companhia iniciou a mobilização das estruturas para enfrentamento do evento climático no dia 27 de julho, data em as agências de meteorologia informaram sobre a aproximação do ciclone de sua área de concessão. Dessa forma, o plano de contingência foi iniciado quando as primeiras ocorrências ocorreram, no dia do evento.

O atendimento em toda área de concessão foi normalizado em 04 de agosto. A Companhia não teve danos a estruturas que comprometessem a continuidade da prestação do serviço no curto, médio e longo prazo, sendo as principais perdas restritas a cabos, postes, transformadores e pequenas estruturas que foram substituídas durante atuação das equipes de campo para recomposição do sistema, que totalizaram aproximadamente R\$ 9.000.

Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação
Período findo em 30 de junho de 2025
(Valores expressos em milhares de reais)

Liberação de recurso da 9ª (Nona) Emissão de Debêntures Incentivadas

Em 01 de julho de 2025, foi realizada a liberação dos recursos referentes à 9ª Emissão de Debêntures Simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, emitidas em série única, no montante total de R\$ 300.000. A emissão possui prazo de 12 anos, com juros semestrais e amortização anual a partir do 9º ano, sendo remunerada à taxa de IPCA + 7,0606% a.a., com operação de *swap* para CDI – 0,02% a.a. Os recursos captados serão destinados a CAPEX da Companhia.

Desembolso do financiamento junto ao BNDES

Em 22 de julho de 2025 foi liquidada a operação contratada junto ao BNDES via financiamento, com prazo vencimento final dia 15/08/2043, amortização e juros mensais no valor de R\$ 430.000 ao custo de TAXA IPCA + 7,71% a.a, operação de *swap* para CDI + 0,335 a.a.

* * *

Conselho de Administração

Augusto Miranda da Paz Júnior
Presidente

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Vice-Presidente

David Abdalla Pires Leal

Marcos Antônio Souza de Almeida

João Alberto da Silva Neto

Conselho Fiscal

Titulares

Saulo de Tarso Alves de Lara

Paulo Roberto Franceschi

Vanderlei Dominguez da Rosa

Maria Salete Garcia Pinheiro

Thiago Wolf Pereira

Suplentes

Adilson Celestino de Lima

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

Tatiana Queiroga Vasques
Diretora de Relações com Investidores

Cristiano de Lima Logrado
Diretor

Nierbeth Costa Brito
Diretor

José Silva Sobral Neto
Diretor

Marcos Antônio Souza de Almeida
Diretor

André Luiz Barata Pessoa
Diretor

Agnelo Coelho Neto
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



**Release
de
Resultados
2T25**



EQTL B3
LISTED NM

[B]³
BRASIL
BOLSA
BALCÃO

Por você hoje.
Pelo futuro todo dia.

GRUPO
Equatorial

Brasília, 13 de agosto de 2025 – A Equatorial 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 segundo trimestre de 2025 (2T25).

EBITDA Consolidado Ajustado cresce 32,4%, R\$ 3,2 bilhões no período (vs. 2T24)

Crescimento da Margem Bruta da Distribuição é o destaque do trimestre.

- **Qualidade da Operação** – Redução do **DEC no 2T25 vs 2T24, em todas as distribuidoras do grupo.**
- **Enquadramento do FEC** da CEEE-D, resultando no enquadramento no FEC de todas as sete distribuidoras do grupo.
- **Aumento** consolidado de **volume de energia** Faturada + Compensada de GD II e III de **4,0%**.
- **Aumento** da **Energia Gerada Líquida** do período de **37%**, com destaque para o aumento da geração eólica no trimestre (+ 24%), que apresentou uma geração equivalente ao **P66** e excluindo os efeitos do *curtailment* de **P44**.
- **Redução das perdas totais consolidadas**, estando abaixo do nível regulatório pelo sétimo trimestre consecutivo.
- **Equivalência Patrimonial** da **Sabesp** atingiu **R\$ 312 milhões** no trimestre.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 2,7 bilhões** no 2T25.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o trimestre em **3,1x**.
- **Disponibilidade e Aplicações** do período atingiram **R\$ 10,1 bilhões**, com uma relação **Disponibilidades / Dívida de curto prazo** de **1,3x**.
- **Lucro Líquido** ajustado do período de **R\$ 614 milhões, 100,8% maior** que o mesmo período do ano anterior, ou **R\$ 308 milhões**.
- **Aprovação na diretoria da Aneel dos processos de renovação das concessões do Maranhão e do Pará.**

PRINCIPAIS MACROINDICADORES ¹

Destaques Financeiros	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional líquida (ROL)	10.489	12.795	22,0%	2.306
EBITDA ajustado (trimestral)	2.428	3.214	32,4%	786
<i>Margem EBITDA (%ROL)</i>	23,1%	25,1%	2,0 p.p.	
EBITDA ajustado (12 meses)	10.230	12.240	19,7%	2.011
Lucro líquido ajustado	306	614	100,8%	308
<i>Margem líquida (%ROL)</i>	2,9%	4,8%	1,9 p.p.	
Investimentos	2.052	2.717	32,4%	665
Dívida líquida	35.906	45.245	26,0%	9.339
Dívida líquida/EBITDA (12m - Covenants)	3,2	3,1	-0,1x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,2	1,3	-0,9x	

¹ 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.....	6
CUSTOS E DESPESAS	7
EBITDA.....	9
RESULTADO FINANCEIRO	11
LUCRO LÍQUIDO.....	12
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.....	23
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.....	35
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.

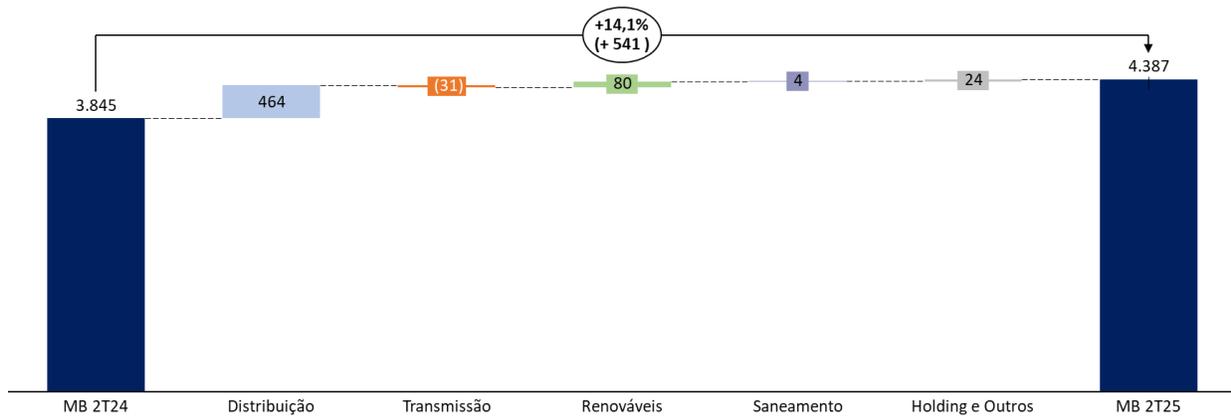
Critérios contábeis adotados:

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	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita operacional bruta (ROB)	14.533	17.056	17,4%	2.523
Receita operacional líquida (ROL)	10.489	12.795	22,0%	2.306
Custo de energia elétrica	(6.350)	(8.156)	28,4%	(1.806)
Margem Bruta	4.139	4.639	12,1%	500
Margem Bruta Ajustada	3.845	4.387	14,1%	541
Custo e despesas operacionais	(1.367)	(1.121)	-18,0%	246
Outras receitas/despesas operacionais	(175)	26	-114,6%	201
EBITDA	2.597	3.855	48,5%	1.258
EBITDA Ajustado	2.428	3.214	32,4%	786
Depreciação	(515)	(747)	45,0%	(232)
Amortização de ágio	(143)	(143)	-0,1%	0
Equivalencia patrimonial	-	311	N/A	311
Resultado do serviço (EBIT)	1.939	2.965	52,9%	1.026
Resultado financeiro	(944)	(1.424)	50,8%	(480)
Resultado financeiro ajustado	(985)	(1.405)	42,6%	(420)
Lucro antes da tributação (EBT)	995	1.541	54,9%	546
IR/CSLL	(299)	(251)	-16,1%	48
Participações minoritárias	(187)	(216)	15,8%	(29)
Lucro líquido Ex Minoritários	508	1.074	111,1%	565
Lucro líquido Ajustado	306	614	100,8%	308
Investimentos	2.052	2.717	32,4%	665

MARGEM BRUTA AJUSTADA

De forma consolidada, a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial no 2T25 apresentou um crescimento de 14,1% em comparação ao 2T24, totalizando R\$ 4,4 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 (R\$ 464 milhões), onde houve crescimento de margem em todas as distribuidoras e se destacam a Equatorial Pará (R\$ 100 milhões) e a Equatorial Goiás (R\$ 95 milhões) e pelo aumento da margem bruta de renováveis (R\$ 80 milhões), influenciada principalmente pela entrada em operação dos parques solares (R\$ 52 milhões), além da melhora da geração dos ativos eólicos (28 milhões). Vale ressaltar que a redução da margem no segmento de Transmissão (- R\$ 31 milhões) se dá, principalmente, pela venda da SPE 7, que teve sua alienação concluída em dezembro de 2024.

Neste trimestre, a variação de mercado impactou a margem da distribuição em R\$ 30 milhões, enquanto as variações de tarifa e o delta perdas adicionaram R\$ 233 milhões e R\$ 32 milhões, respectivamente. A variação da Renda Não Faturada foi positiva em R\$ 85 milhões.

Este trimestre não apresentou efeitos não recorrentes na margem bruta da companhia.

CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	2T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros*	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Pessoal	312	19	(1)	(1)	3	333	6,5%	20
(+) Material	46	5	1	3	(0)	54	17,7%	8
(+) Serviço de terceiros	668	60	0	57	(4)	782	17,0%	113
(+) Outros	124	3	-	(38)	(21)	68	-44,9%	(56)
(=) PMSO Reportado	1.151	86	0	22	(22)	1.237	7,5%	86
<i>Ajustes</i>	(24)	-	-	-	-	(57)	133,9%	(33)
PMSO Ajustado	1.127	59	0	22	(28)	1.180	4,8%	54
(+) Provisões	198	16	-	-	(371)	(157)	-179,4%	(355)
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	18	23	-	-	-	41	122,4%	23
(+) Outras receitas/despesas operacionais	175	(187)	(1)	-	(12)	(26)	-114,6%	(201)
(+) Depreciação e amortização	515	206	1	20	5	747	45,0%	232
Custos e Despesas Reportado	2.057	144	(1)	42	(400)	1.843	-10,4%	(214)
IPCA (12 meses)				5,35%				
IGPM (12 meses)				4,39%				

*Inclui PPAs e Eliminações

O PMSO Ajustado apresentou um aumento de 4,8% no comparativo entre trimestres, de R\$ 1.127 milhões para R\$ 1.180 milhões. Como principais efeitos do PMSO Ajustado do trimestre, destacamos:

- (i) Aumento de R\$ 59 milhões no segmento de Distribuição, reflexo principalmente dos aumentos de PMSO na Equatorial Pará e na CEEE-D;
- (ii) Aumento de R\$ 22 milhões no segmento de Renováveis devido a entrada em operação dos parques solares de Ribeiro Gonçalves e Barreiras I; e
- (iii) A redução de R\$ 28 milhões em outros segmentos, causado pelas movimentações de PPAs entre trimestres e que não tem efeito caixa.

É importante ressaltar que apresentamos uma mudança no número ajustado do 2T24 pela identificação de valores de provisões no PPA da Equatorial Goiás que estavam sendo classificados dentro da linha de “Outros”. A alteração no resultado é apenas entre linhas e não afeta o EBITDA divulgado no ano anterior. Os PPAs deste trimestre afetaram as linhas de “Outros” e de “Provisões”, gerando variações no momento da consolidação do resultado que são apresentadas na coluna “Outros” da tabela.

Em uma visão ajustada pelos mesmos ativos (retirando a SPE 7 do 2T24 e ajustando as despesas do complexo solar de Barreiras no 2T25), o PMSO do ano anterior seria de R\$ 1.126 milhões, enquanto o PMSO deste ano seria de R\$ 1.168 milhões, com uma variação de R\$ 42 milhões ou 3,7%.

A abertura das explicações para os movimentos de cada segmento está em suas respectivas seções no documento.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T25 Total
Custos e Despesas Operacionais	52	-	5	-	-	57
Serviços de Terceiros	55	-	-	-	-	55
Outros	(3)	-	5	-	-	2
Provisões	9	-	-	-	-	9
PPAs	-	-	-	-	(444)	(444)
Sistemas Isolados	12	-	-	-	-	12
Outras receitas/despesas operacionais	(22)	-	-	-	-	(22)
Custos e Despesas	50	-	5	-	(444)	(388)

Abaixo o detalhamento dos efeitos não recorrentes:

Custos e Despesas Operacionais:

Serviços de Terceiros

- (i) *Ramp up primarização (PA/AL/AP): Ajuste referente aos custos de capacitação de equipes primarizadas (R\$ 12 milhões).*
- (ii) *Honorários advocatícios e Consultorias (GO): Referente às custas de processos jurídicos encerrados e cobertos pelo FUNAC (GO) (R\$ 28 milhões).*
- (iii) *Pagamentos extemporâneos (PA): Pagamentos de fornecedores referentes a outros períodos (R\$ 11 milhões).*

Outros

- (i) *Baixa de ativos (Echo): Referentes a ações corretivas nos parques eólicos de Echo 2 (R\$ 5 milhões).*
- (ii) *Multas Regulatórias (PI/CEEE) (R\$ 3 milhões).*

Provisões

- (i) *Efeito de grandes renegociações e PECLD FUNAC (CEEE/GO): Efeito de renegociações extraordinárias na CEEE-D (R\$ 28 milhões negativos) e provisionamento de PECLD na constituição de valores a receber do FUNAC em função do encerramento de processos em Goiás (R\$ 37 milhões positivos).*

Sistemas Isolados

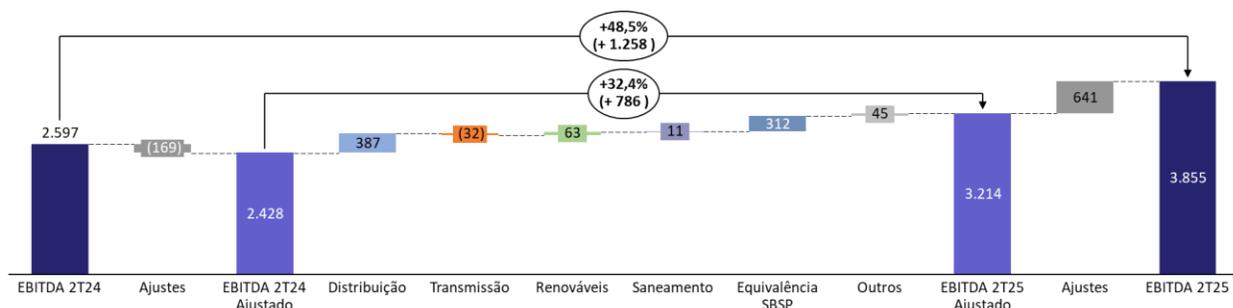
- (i) *Entrada de Sistemas Isolados (MA): Referente a entrada dos sistemas isolados das ilhas do Maranhão. Este efeito não recorrente tem igual valor e sinal oposto ao efeito reportado no 1T25, criando um efeito neutro no resultado acumulado do ano (R\$ 12 milhões).*

PPAs

- (i) *PPAs (Consolidação): Neste trimestre transitaram R\$ 444 milhões de PPAs nos custos e despesas do grupo. Esse movimento é reflexo da finalização de processos jurídicos previamente mapeados nas aquisições das distribuidoras do grupo, e que neste trimestre se concentram principalmente no PPA da Equatorial Goiás.*

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

EBITDA



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 3.855 milhões no 2T25, valor 48,5% superior ao 2T24, que foi afetado principalmente por R\$ 444 milhões de ajustes de PPAs (*Purchase Price Allocation*, reconhecimento no balanço patrimonial de ativos ou passivos da empresa adquirida no balanço da controladora). Os R\$ 444 milhões que transitam pelo resultado societário refletem, em sua grande maioria, o encerramento de processos jurídicos da Equatorial Goiás, demonstrando o comprometimento do grupo com a agenda de passivos contingenciais, frente importante no processo contínuo de geração de valor. Os processos encerrados no trimestre estavam, em sua maioria, mapeados como “possíveis” na Equatorial Goiás e cobertos pelo FUNAC, onde apenas os que geraram saldo a pagar (R\$ 80 milhões) foram provisionados tanto no passivo, como no ativo da distribuidora. O efeito no resultado consolidado, além dos R\$ 444 milhões dos PPAs, é impactado ainda pela PECLD FUNAC do ativo constituído (R\$ 37 milhões), efeito mapeado como não recorrente no trimestre.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 3.214 milhões, 32,4% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 786 milhões superior, aumento explicado principalmente por: (i) aumento do segmento de distribuição em R\$ 387 milhões, (ii) efeito da equivalência patrimonial da SABESP de R\$ 312 milhões, e (iii) aumento do segmento de renováveis em R\$ 63 milhões.

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	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
EBITDA Equatorial Societário	2.597	3.855	48,5%	1.258
Ajustes EBITDA	(169)	(641)	279,8%	(472)
Não Recorrentes	44	(388)	-990,3%	(432)
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(43)	(54)	24,7%	(11)
(-) VNR	(170)	(208)	22,5%	(38)
(-) MtM	0	9	2004,1%	9
EBITDA Equatorial Ajustado	2.428	3.214	32,4%	786
EBITDA Ajustado - Mesmos Ativos	2.399	2.875	19,8%	476

Na tabela acima também mostramos a visão “mesmos ativos”, ajustando os efeitos da SPE 7, do parque solar de barreiras e a equivalência patrimonial da Sabesp.

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T25 Total
Margem Bruta	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas	50	-	5	-	(444)	(388)
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)	(208)	(54)	-	-	9	(253)
Ajustes EBITDA	(157)	(54)	5	-	(435)	(641)

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

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	2T24	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões								
(+) Rendas Financeiras	291	87	10	12	(35)	365	25,2%	73
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	118	42	-	0	1	161	36,4%	43
(+) Encargos da dívida	(1.223)	(402)	(9)	(42)	(66)	(1.742)	42,4%	(519)
(+) Encargos CVA	(30)	22	-	-	-	(8)	-72,4%	22
(+) AVP - Comercial	(2)	(6)	-	-	-	(9)	262,0%	(6)
(+) Contingências	(63)	9	-	-	-	(54)	-14,6%	9
(+) Outras Receitas / Despesas	(34)	(30)	4	(5)	(71)	(137)	297,8%	(103)
Resultado financeiro	(944)	(278)	5	(36)	(171)	(1.424)	50,9%	(480)
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	35					-		
(-/+ Efeitos Não Caixa	(76)					19		
Resultado financeiro ajustado	(985)					(1.405)	42,6%	(420)

Este trimestre não apresentou efeitos não recorrentes no resultado financeiro, apenas o efeito da atualização da opção de compra das ações PN na Equatorial Distribuição, no valor de R\$ 18,8 milhões negativos, refletido na linha de efeitos não caixa.

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia atingiu R\$ 1.424 milhões negativos contra R\$ 944 milhões negativos no 2T24, enquanto resultado financeiro ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa no 2T25 foi de R\$ 1.405 milhões negativos, 42,6% maior em relação ao 2T24. A piora no resultado financeiro do trimestre é explicada, principalmente, pelo crescimento da dívida bruta entre períodos (+ R\$ 7,6 bilhões ou 15,8% e que aumentou as despesas financeiras em R\$ 262 milhões), além do aumento do CDI (2,53% no 2T24 vs 3,33% no 2T25, que causou um efeito nas despesas financeiras de R\$ 224 milhões).

LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, o lucro líquido do período foi de R\$ 1.290 milhões, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 614 milhões.

Lucro Líquido Consolidado (R\$ Milhões)	2T24	2T25	Δ%	Δ
Distribuição	588	620	5,6%	33
Transmissão	125	107	-14,4%	(18)
Echoenergia	(32)	(23)	-28,1%	9
Echo Crescimento	(23)	(41)	74,2%	(17)
Serviços	(11)	8	-167,8%	19
CSA	(49)	(47)	-4,1%	2
PPAS	105	561	432,7%	456
Holding + outros	(8)	104	-1443,5%	112
(=) Lucro Líquido	695	1.290	85,5%	595
Ajustes Totais	(389)	(676)	73,6%	(286)
Ajustes Distribuição	(45)	47	-205,1%	91
Ajustes Renováveis	-	4	N/A	4
Ajustes PPAS e Holding	(105)	(561)	432,7%	(456)
Ajustes PNs - Não caixa	(76)	19	-124,8%	95
Ajustes IFRS (VNR, IFRS e MtM)	(163)	(184)	12,6%	(21)
(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado	306	614	100,8%	308
(=) Lucro Líquido	695	1.290	85,5%	595
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(187)</i>	<i>(216)</i>	<i>15,8%</i>	<i>(29)</i>
(=) Lucro Líquido Ex Minoritários	508	1.074	111,1%	565

As participações minoritárias da companhia são afetadas pelo direito econômico dos dividendos no ano em curso conferida às ações PN emitidas na Equatorial Distribuição, e por isso não refletem a participação econômica existente na Equatorial. Como o percentual de dividendos das ações PN para o ano de 2025 é menor do que a participação econômica, o Lucro Líquido Ex Minoritários seria de R\$ 1.059,4 milhões, menor do que o Lucro Líquido reportado. Este cálculo é realizado levando em consideração: (i) as participações minoritárias das empresas do grupo, que no trimestre atingiram R\$ 100,4 milhões, e (ii) o valor da atualização das PNs por CDI, que no trimestre registrou R\$ 129,9 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.

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

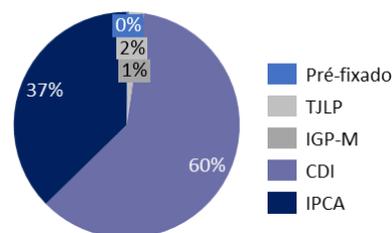
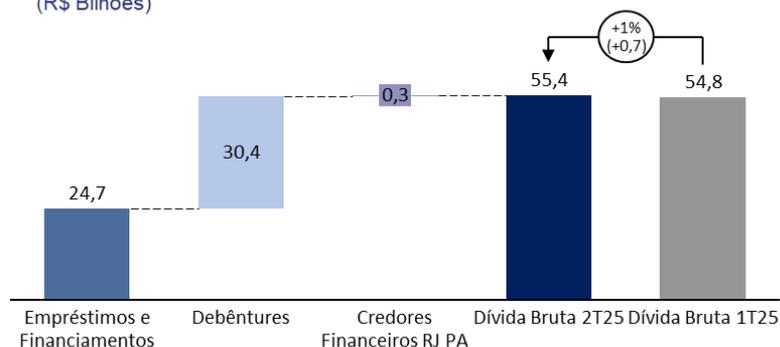
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	2T25 Total
Ajustes EBITDA (Margem + Custos)	73	-	5	-	(444)	(366)
Outras Receitas e Despesas não Operacionais	(79)	-	-	-	-	(79)
Impostos	54	-	(2)	-	-	52
PPAs	-	-	-	-	(117)	(117)
Ajuste PNs - Não caixa	-	-	-	-	19	19
Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM) líquido de impostos	(137)	(53)	-	-	6	(184)
Ajustes Totais Lucro Líquido	(90)	(53)	4	-	(536)	(676)

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\$ 55,4 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

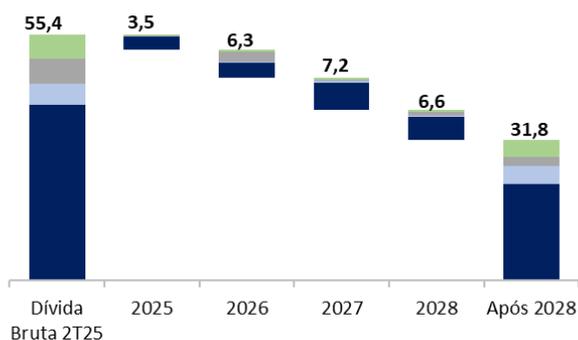
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	55,4
(-) Ajustes Covenants	0,0
(-) Disponibilidades	10,1
Dívida Líquida	45,3
EBITDA Covenants	14,6
Dívida líquida / EBITDA	3,1

Prazo e Custo Médio

5,5 anos / 12,29% a.a.

Referente ao custo médio do passivo incorrido no período

Cronograma de Amortização (R\$ Bi)



Histórico Dívida Líquida / EBITDA Visão Covenants (R\$ Bi)



A dívida líquida apurada para fins de *covenants* atingiu R\$ 45,3 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de *covenants* de 3,1x. 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*.

Nos últimos 12 meses a parcela da dívida do grupo indexada ao CDI registrou um custo de 13,3% a.a., ou CDI + 1,03% a.a., enquanto a parcela da dívida indexada ao IPCA registrou um custo médio de 10,62% a.a., ou IPCA + 5,04% a.a..

A cobertura de caixa com relação as obrigações de curto prazo da Companhia foi de 1,3x no 2T25.

INVESTIMENTOS

Investimentos	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Distribuição	1.918	2.674	39%	757
Ativos elétricos	1.523	2.101	38%	577
Obrigações especiais	220	430	95%	210
Ativos não elétricos	174	144	-17%	-30
Transmissão	2	13	639%	11
Renováveis	85	11	-87%	-74
Saneamento	38	13	-66%	-25
Outros	10	6	-38%	-4
Total Equatorial	2.052	2.717	32%	665

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 2T25 os investimentos consolidados somaram R\$ 2,7 bilhões, volume 32% superior ao registrado no 2T24.

A variação dos investimentos entre trimestres é reflexo do aumento do volume investido no segmento de distribuição, em especial na linha de ativos elétricos, resultado dos investimentos em expansão, qualidade e perdas, enquanto o aumento de obrigações especiais se dá pelo maior número de obras voltadas para universalização.

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

ESG (Environmental, Social and Governance)

Em abril de 2025, o Grupo Equatorial divulgou seu Relatório de Sustentabilidade 2024, com dados consolidados sobre seus compromissos e resultados em temas ambientais, sociais e de governança. Entre os destaques estão a consolidação da Companhia na carteira do Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE B3), o score B no CDP (Carbon Disclosure Project) e o aumento expressivo no uso de etanol na frota administrativa, com crescimento de 446% em relação a 2023.

A frente social da Companhia também registrou avanços significativos no período por meio do Instituto Equatorial, responsável por consolidar e implementar os projetos sociais nas regiões onde o Grupo atua. Entre os destaques, está a realização das Feiras de Negócios do projeto Energia Feminina, promovidas em Belém (PA) e Teresina (PI), que reuniram 110 empreendedoras expositoras e mais de 1.700 visitantes. As feiras movimentaram aproximadamente R\$ 21,4 mil em faturamento, promovendo a inclusão produtiva e o fortalecimento econômico de mulheres em situação de vulnerabilidade, que contam com apoio técnico e concessão de capital semente por parte da Companhia.

Na frente educacional e de desenvolvimento socioeconômico, o Instituto Equatorial ampliou sua atuação com ações voltadas à inclusão e geração de oportunidades. Em parceria com a Fundação Roberto Marinho, lançou nova edição do curso SEJA, formação online e gratuita para jovens e adultos em busca de certificação dos ensinamentos fundamental e médio. No mesmo período, o Instituto reforçou sua atuação no fomento ao empreendedorismo com a abertura de três novas unidades da Casa Próspera, localizadas em Goiás, Piauí e Rio Grande do Sul, oferecendo estrutura de coworking, capacitações e consultorias especializadas. Complementarmente, concluiu o Plano Favela 3D, desenvolvido em parceria com a Gerando Falcões, promovendo ações estruturantes e a articulação com políticas públicas que beneficiaram diretamente 770 famílias em comunidades de Maceió (AL) e Goiânia (GO).

Além dessas iniciativas, destaca-se o início do novo ciclo da Jornada do Cliente, ação estratégica voltada à promoção do alinhamento transversal das áreas da Companhia em torno de um propósito comum: aprimorar a experiência do cliente. A iniciativa mobilizou lideranças e equipes em momentos estruturados de escuta ativa, troca de percepções e construção colaborativa de soluções, com o objetivo de compreender as demandas dos clientes e orientar as práticas internas para o atendimento das necessidades e expectativas desses consumidores.

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

Indicadores ESG	Medida	2T24	2T25	Δ%
Ambiental				
Consumo de Combustíveis Renováveis na Frota Administrativa	L	171.539	247.808	44,5%
Intensidade de Emissões de SF6	tCO2eq/GWh	0,05	0,03	-32,3%
# de Ligações em Áreas Remotas via SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente)	#	3.231	3.230	0,0%
Investimentos P&D e Eficiência Energética em Meio Ambiente	R\$ mil	830	28.642	3350,8%
Social				
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	36,0%	33,0%	-3p.p.
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	22,0%	23,0%	1p.p.
% de Negros em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	7,0%	8,0%	1p.p.
% de Fornecedores Locais	%	43,0%	46,2%	3,2p.p.
Investimentos Sociais	R\$ mil	10.253	7.029	-31,4%
TG Próprios	#	4	125	3025,0%
TG Terceiros	#	1.563	209	-86,6%
Número de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	6	0	-100,0%
Número de Acidentes com a População	#	4	0	-100,0%
Número de Unidades Consumidoras (UCs) beneficiadas pela Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	# mil	4.317	4.457	3,2%
Governança				
% de Conselheiros Independentes ¹	%	100,0%	87,5%	-12,5p.p.
% de Mulheres no Conselho	%	14,0%	14,0%	0,0%
% de Colaboradores Treinados na Trilha de Integridade	%	62,0%	98,0%	58,1%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	136	247	81,6%

1 - Considera composição atual

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

DISTRIBUIÇÃO

DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais	Medida	2T24									2T25								
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
Energia Injetada SIN	GWh	2.430	3.592	1.241	1.295	2.224	482	4.607	15.870	2.491	3.673	1.278	1.288	2.322	441	4.338	15.830		
Sistema isolado	GWh	1	70	-	-	-	14	-	85	0	76	0	0	-	14	-	90		
Energia Injetada pela GD	GWh	166	232	177	100	66	16	402	1.160	232	354	242	174	114	31	718	1.865		
Energia Injetada Total	GWh	2.596	3.894	1.417	1.395	2.291	513	5.008	17.114	2.723	4.103	1.520	1.463	2.436	486	5.056	17.786		
<i>Varição Injetada Total (%)</i>	%									4,9%	5,4%	7,2%	4,9%	6,4%	-5,3%	0,9%	3,9%		
Residencial - convencional	GWh	740	770	306	311	684	102	1.358	4.271	718	759	309	311	716	103	1.330	4.247		
Residencial - baixa renda	GWh	436	447	202	181	105	87	247	1.706	432	445	200	189	129	79	254	1.727		
Industrial	GWh	31	72	18	22	47	9	90	289	25	47	14	18	43	7	67	220		
Comercial	GWh	155	319	127	127	313	61	447	1.549	132	269	109	113	313	49	374	1.359		
Outros	GWh	409	409	230	194	256	41	814	2.353	407	397	240	169	251	43	791	2.298		
Consumidores Cativos	GWh	1.770	2.018	882	836	1.406	300	2.956	10.168	1.714	1.917	872	799	1.452	281	2.817	9.851		
Industrial	GWh	100	293	39	168	276	2	947	1.826	121	389	45	181	312	6	980	2.034		
Comercial	GWh	136	232	64	80	191	16	189	908	154	276	79	93	232	21	236	1.090		
Outros	GWh	8	33	18	12	42	4	48	166	12	38	21	41	67	4	58	241		
Consumidores livres	GWh	244	558	122	261	509	22	1.185	2.900	288	703	144	315	612	31	1.274	3.366		
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	2	4	44	4	16	0	3	73	4	8	48	4	17	0	1	82		
Energia Faturada	GWh	2.016	2.580	1.048	1.101	1.931	322	4.144	13.141	2.006	2.628	1.065	1.117	2.081	311	4.091	13.300		
<i>Varição Faturada (%)</i>	%									-0,5%	1,9%	1,6%	1,5%	7,8%	-3,2%	-1,3%	1,2%		
SCEE* - GDII + GD III	GWh	30	22	33	20	4	-	58	167	68	130	70	47	25	17	184	540		
Energia Faturada + Energia Compensada	GWh	2.046	2.602	1.081	1.121	1.934	322	4.202	13.308	2.074	2.758	1.134	1.164	2.105	328	4.275	13.839		
<i>Δ Faturada + Compensada (%)</i>	%									1,4%	6,0%	4,9%	3,9%	8,8%	2,0%	1,7%	4,0%		
SCEE - GDI	GWh	110	172	104	64	77	14	271	811	120	152	117	81	87	8	322	887		
Energia Distribuída	GWh	2.155	2.774	1.185	1.185	2.011	335	4.474	14.120	2.194	2.910	1.251	1.246	2.192	337	4.597	14.727		
<i>Varição Distribuída (%)</i>	%									1,8%	4,9%	5,6%	5,1%	9,0%	0,4%	2,8%	4,3%		
Número de Consumidores*	MIL	2.768	3.114	1.527	1.371	1.703	229	3.392	14.103	2.820	3.064	1.558	1.403	1.978	264	3.479	14.568		
<i>Varição Número de Consumidores (%)</i>	%									1,9%	-1,6%	2,1%	2,4%	16,2%	15,4%	2,6%	3,3%		

*Energia compensada (SCEE) é a energia entregue e compensada pela injeção do consumidor. Na GD I não há cobrança; na GD II e III, cobra-se o uso da rede.

*A redução do número de clientes no Pará se dá pelo faturamento periódico dos clientes do SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente), que no 2T24 foram faturados no mês de junho (63 mil clientes), e que neste ano foram faturados no mês de abril, e por isso não foram contabilizados no número de clientes reportado do trimestre.

PERDAS (12 meses)

Distribuidoras	2T24	1T25	2T25	Regulatório 2T25 LTM	Δ 2T24	Δ 1T25	Δ Regulatório	Regulatório 2T25 Homologado
Consolidado	18,2%	17,5%	17,4%	18,3%	-0,7%	-0,1%	-0,9%	18,4%
Equatorial Maranhão	17,9%	17,7%	18,3%	17,5%	0,4%	0,6%	0,8%	17,5%
Equatorial Pará	27,4%	28,5%	28,6%	28,5%	1,2%	0,1%	0,1%	28,5%
Equatorial Piauí	17,8%	17,1%	17,4%	19,5%	-0,4%	0,3%	-2,2%	19,5%
Equatorial Alagoas ²	18,2%	16,2%	16,2%	17,7%	-2,0%	-0,1%	-1,6%	17,6%
CEEE-D	13,4%	12,6%	12,1%	11,3%	-1,3%	-0,5%	0,7%	11,4%
CEA ¹	37,3%	32,3%	31,4%	33,7%	-5,9%	-1,0%	-2,3%	33,7%
Equatorial Goiás	11,6%	10,1%	9,7%	12,5%	-1,9%	-0,4%	-2,8%	12,5%

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 2025 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

2025	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
% de contratação	102,32%	104,56%	102,21%	107,16%	103,60%	120,06%	106,90%
% desconsiderando involuntária	102,32%	104,56%	102,21%	103,94%	103,60%	100,00%	103,97%

PECLD e ARRECADAÇÃO - TRIMESTRE

PECLD / ROB ¹	2T24	2T25	2T25 Aj.	Δ	Δ Aj.	Arrecadação - IAR	2T24	2T25	Δ
Equatorial Maranhão	1,59%	1,05%	1,05%	-0,55 p.p.	-0,55 p.p.	Equatorial Maranhão	98,70%	97,55%	-1,15 p.p.
Equatorial Pará	2,08%	2,43%	2,43%	0,35 p.p.	0,35 p.p.	Equatorial Pará	95,80%	95,04%	-0,76 p.p.
Equatorial Piauí	1,67%	1,49%	1,49%	-0,18 p.p.	-0,18 p.p.	Equatorial Piauí	100,40%	100,14%	-0,26 p.p.
Equatorial Alagoas	0,70%	1,16%	1,16%	0,46 p.p.	0,46 p.p.	Equatorial Alagoas	98,10%	99,35%	1,25 p.p.
CEEE-D	2,76%	0,17%	1,77%	-2,59 p.p.	-0,99 p.p.	CEEE-D	97,70%	99,90%	2,2 p.p.
CEA	0,55%	1,20%	1,20%	0,65 p.p.	0,65 p.p.	CEA	98,00%	99,49%	1,49 p.p.
Equatorial Goiás	0,56%	0,33%	0,33%	-0,23 p.p.	-0,23 p.p.	Equatorial Goiás	100,00%	98,90%	-1,1 p.p.
Consolidado	1,47%	1,10%	1,32%	-0,37 p.p.	-0,16 p.p.	Consolidado	98,40%	98,09%	-0,31 p.p.

¹ Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,10% da ROB, enquanto em uma visão ajustada a PECLD/ROB atingiu 1,32% contra 1,47% no 2T24. O ajuste do trimestre ocorreu na CEEE-D, e é referente a grandes renegociações realizadas no trimestre.

A melhora entre trimestres é reflexo principalmente do desempenho da CEEE-D, que tem o efeito comparativo do trimestre impactado pelos eventos climáticos e estado de calamidade que afetaram o estado no 2T24. Os principais efeitos que impactaram a linha de PECLD das distribuidoras estão expostos na seção de custos e despesas.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 98,1%, com destaque para o nível de arrecadação da Equatorial Piauí (100,1%).

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

Distribuidoras	2T24	1T25	2T25	Regulatório	Δ 2T24	Δ 1T25	Δ Regulatório
DEC							
Equatorial Maranhão	14,2	12,5	12,6	13,8	-1,6	0,1	-1,2
Equatorial Pará	18,2	18,9	18,1	21,5	-0,1	-0,8	-3,4
Equatorial Piauí	24,3	18,1	16,7	19,2	-7,6	-1,3	-2,5
Equatorial Alagoas	17,7	17,9	16,8	14,8	-0,9	-1,1	2,0
CEEE-D	19,1	15,7	14,0	8,2	-5,2	-1,7	5,7
CEA	34,4	33,5	30,5	46,0	-3,9	-3,0	-15,5
Equatorial Goiás	20,1	14,9	14,8	11,2	-5,3	-0,1	3,6
FEC							
Equatorial Maranhão	6,1	5,3	5,3	7,9	-0,8	0,1	-2,6
Equatorial Pará	8,0	7,6	7,4	15,8	-0,6	-0,2	-8,4
Equatorial Piauí	8,4	6,4	6,2	12,2	-2,2	-0,1	-6,0
Equatorial Alagoas	6,9	6,1	6,0	11,8	-0,9	-0,1	-5,9
CEEE-D	7,4	6,3	5,7	5,8	-1,7	-0,6	-0,1
CEA	14,4	14,2	13,2	30,7	-1,2	-1,0	-17,5
Equatorial Goiás	10,0	7,1	6,9	7,4	-3,1	-0,2	-0,5

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC² e FEC³, ambos no período de 12 meses.

Neste trimestre apresentamos redução do DEC em todas as distribuidoras do grupo vs o 2T24, com destaque para as expressivas reduções da Equatorial Piauí (-7,6h), da Equatorial Goiás (-5,3h), da CEEE-D (-5,2h) e da CEA (-3,9h).

No comparativo com o 1T25, apresentamos reduções de mais de uma hora em 4 das 7 concessões de distribuição do grupo.

Também é importante destacar que neste trimestre tivemos o enquadramento da CEEE-D no limite regulatório do FEC, e que com essa conquista, todas as distribuidoras do grupo estão enquadradas no limite regulatório do FEC.

As reduções nas empresas refletem a assertividade do processo de manutenção como também os investimentos realizados no período.

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

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	2T24								2T25								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		Total
R\$ milhões																		
(+) Vendas as classes	1.487	2.287	868	790	1.055	260	2.422	9.169	1.526	2.285	887	762	1.164	288	2.528	9.440	3%	
Renda Não Faturada	(18)	10	(13)	(24)	(41)	3	(23)	(106)	33	46	12	(9)	(72)	4	(35)	(21)	-80%	
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(5)	(14)	(4)	(3)	(9)	(1)	(19)	(54)	(5)	(12)	(3)	(4)	(9)	(1)	(22)	(56)	3%	
(+) Outras receitas	263	616	158	194	263	113	479	2.086	404	668	194	217	336	77	594	2.490	19%	
Subvenção baixa renda	92	120	55	51	16	10	44	388	91	121	52	49	19	11	49	392	1%	
Subvenção CDE outros	38	162	25	58	46	49	89	467	62	230	55	61	55	33	149	645	38%	
Uso da rede	55	149	37	63	158	10	256	727	69	172	41	70	210	17	303	882	21%	
Atualização ativo financeiro	26	109	2	(4)	4	16	16	170	115	57	3	2	9	1	21	208	23%	
Bandeira Tarifária	6	8	3	3	5	1	-	25	29	32	15	13	5	9	0	102	306%	
Multa por atraso de pagamento	16	24	9	8	5	0	22	84	15	22	9	8	10	3	23	91	8%	
(+) Outras receitas operacionais	30	45	26	16	29	26	52	225	24	34	19	12	29	3	50	170	-24%	
Outras Receitas (Parcela B)	15	21	9	6	27	2	28	108	14	21	8	6	25	2	32	107	-1%	
(+) Suprimento	4	9	3	5	26	8	36	90	10	50	15	25	22	34	65	221	144%	
(+) Valores a receber de parcela A	23	(50)	26	(38)	177	101	258	495	65	42	46	28	226	37	471	915	85%	
(+) Receita de construção	290	563	197	132	213	84	480	1.959	303	856	224	179	302	102	708	2.674	37%	
(=) Receita operacional bruta	2.063	3.411	1.248	1.078	1.725	565	3.656	13.745	2.305	3.889	1.363	1.207	2.040	537	4.343	15.685	14%	
(+) Deduções à receita	(583)	(834)	(355)	(343)	(562)	(143)	(1.149)	(3.968)	(619)	(877)	(352)	(309)	(634)	(113)	(1.223)	(4.127)	4%	
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(463)	(651)	(269)	(236)	(333)	(70)	(710)	(2.733)	(499)	(714)	(284)	(241)	(418)	(91)	(787)	(3.036)	11%	
Compensações Indicadores de Qualidade	(7)	(8)	(10)	(5)	(20)	(4)	(58)	(112)	(8)	(11)	(8)	(7)	(10)	(3)	(40)	(87)	-22%	
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(113)	(174)	(76)	(101)	(209)	(69)	(381)	(1.123)	(112)	(152)	(60)	(61)	(206)	(18)	(396)	(1.004)	-11%	
(=) Receita operacional líquida	1.481	2.577	892	735	1.163	422	2.507	9.777	1.686	3.013	1.011	898	1.406	425	3.120	11.558	18%	
(-) Receita de construção	(290)	(563)	(197)	(132)	(213)	(84)	(480)	(1.959)	(303)	(856)	(224)	(179)	(302)	(102)	(708)	(2.674)	37%	
(=) Receita operac. liq. sem rec.de construção	1.190	2.014	696	604	950	338	2.027	7.818	1.383	2.157	787	719	1.104	323	2.412	8.884	14%	
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(630)	(946)	(361)	(328)	(697)	(138)	(1.159)	(4.259)	(694)	(1.041)	(392)	(374)	(797)	(162)	(1.445)	(4.903)	15%	
(=) Margem Bruta	560	1.067	335	276	252	200	868	3.559	689	1.116	395	345	307	161	967	3.980	12%	
(+) Não-Recorrentes	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100%	
(-) VNR	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	23%	
(=) Margem Bruta Ajustada	534	959	333	280	248	102	852	3.308	574	1.059	392	343	299	160	946	3.772	14%	
Δ% Margem Bruta Ajustada									7,4%	10,4%	17,8%	22,4%	20,2%	56,3%	11,1%	14,0%		

No 2T25, a Margem Bruta ajustada por efeitos não recorrentes e não caixa das distribuidoras alcançou R\$ 3,8 bilhões, 14% maior do que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 464,2 milhões.

DESPESAS OPERACIONAIS E PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	2T24								2T25								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Pessoal	59	49	22	20	38	9	38	234	44	57	25	25	33	14	54	253	8%	
(+) Material	6	4	2	5	5	1	19	41	5	7	2	5	5	2	19	45	11%	
(+) Serviço de terceiros	115	120	66	48	83	21	238	690	107	151	69	45	116	21	243	751	9%	
(+) Outros	7	4	2	2	12	2	5	34	10	6	6	4	2	1	7	37	8%	
(=) PMSO Reportado	187	177	92	74	138	33	299	999	166	221	103	79	156	38	322	1.086	9%	
Ajustes	(2)	-	-	(7)	-	-	(15)	(24)	-	(22)	(3)	(4)	6	(5)	(24)	(52)	112%	
PMSO Ajustado	184	177	92	67	138	33	284	975	166	199	100	76	161	32	299	1.034	6%	
PECLD e perdas	28	59	18	7	42	3	18	174	21	74	17	12	3	5	12	144	-17%	
PECLD/ROB (Ex Receita de Construção)	1,6%	2,1%	1,7%	0,7%	2,8%	0,6%	0,6%	1,5%	1,0%	2,4%	1,5%	1,2%	0,2%	1,2%	0,3%	1,1%		
PECLD Ajustada/ROB (Ex Receita de Construção)	1,6%	2,1%	1,7%	0,7%	2,8%	0,6%	0,6%	1,5%	1,0%	2,4%	1,5%	1,2%	1,8%	1,2%	0,3%	1,3%		
Provisões - contingências	4	3	2	3	10	1	11	34	4	3	2	3	22	0	18	53	58%	
Provisões - FUNAC	-	-	-	-	-	-	41	41	-	-	-	-	-	-	67	67	66%	
(+) Provisões	32	62	19	10	51	4	70	248	25	77	19	15	25	5	97	264	7%	
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	15	-	-	-	4	-	18	12	25	-	-	-	4	-	41	122%	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	25	30	5	(8)	51	1	61	165	(22)	17	4	9	10	6	(46)	(22)	-113%	
(+) Depreciação e amortização	72	121	41	31	35	(2)	157	456	91	223	46	35	67	16	185	662	45%	
(=) Custos e despesas gerenciáveis	316	404	157	107	276	39	587	1.886	272	563	172	139	257	68	559	2.031	8%	
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	252	227	241	206	338	597	345	279	247	242	251	218	309	528	349	281		
Δ% PMSO por Consumidor									-1,9%	6,2%	4,1%	5,6%	-8,4%	-11,6%	1,2%	0,8%		

MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, reduziu 1,9%, totalizando R\$ 247. O PMSO ajustado do período totalizou R\$ 166 milhões, 9,7% abaixo do mesmo período do ano anterior, ou R\$ 17,9 milhões menor.

A redução do trimestre vem principalmente da linha de **Pessoal** devido ao maior compartilhamento de colaboradores com outras empresas do grupo, além da redução na linha de **Serviços de Terceiros**, que é explicada pela menor despesa com equipes de plantão no trimestre, devido à redução de preço do contrato e do menor volume de serviços improcedentes.

As Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) atingiram R\$ 21 milhões no 2T25, redução de 26% vs 2T24 e representam 1,0% da ROB. A redução do trimestre é reflexo da maior efetividade das equipes de cobrança e das renegociações realizadas com o poder público no trimestre.

PARÁ

No 2T25, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 242, 6,2% maior que no 2T24. O PMSO por consumidor do trimestre é afetado pela variação do número de clientes SIGFI (Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente), que tem faturamento realizado de forma periódica e que no 2T24 tiveram sua contabilização realizada em junho, adicionando 102 mil unidades consumidoras, e neste trimestre acrescentaram apenas mil unidades consumidoras. Ajustando o número de consumidores para excluir a variação de clientes SIGFI, o PMSO/Consumidor seria de R\$ 235,2 no 2T24 e R\$ 241,6 no 2T24, com uma variação de apenas 2,7% entre trimestres, abaixo da inflação registrada no período.

O PMSO ajustado do período atingiu R\$ 199 milhões, 12,9% maior que o 2T24, ou R\$ 22,7 milhões.

O aumento do PMSO no trimestre vem principalmente das linhas de **Serviços de Terceiros** (+R\$ 9,5 milhões), devido ao reajuste de preços e maior volumetria de serviços de campo, além do maior montante de atendimento a clientes comerciais e despesas com call center, e **Pessoal** (+R\$ 7,9 milhões), derivado do aumento de *headcount* voltado para primarização. Já os aumentos nas linhas de **Material** e **Outros** (R\$ 3,0 milhões e R\$ 2,7 milhões, respectivamente), refletem a maior aquisição de materiais no período e o aumento com despesas de publicidade entre trimestres.

No 2T25, a **PECLD** alcançou R\$ 74 milhões, 24,4% acima do 2T24, representando 2,4% da ROB. O aumento da PECLD no período deve-se, principalmente, pelo envelhecimento de faturas do poder público.

PIAUI

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 251, um aumento de 4,1% contra o 2T24, em linha com a inflação do período. O PMSO ajustado do trimestre apresentou um aumento de 9,0%, ou R\$ 8 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A variação da linha de **Pessoal** (+R\$ 3,6 milhões) no Período se dá pelo reajuste de salários entre períodos, maior *headcount* e maiores despesas com incentivos de longo, enquanto a linha de **Serviços de Terceiros** (+R\$ 3,0 milhões) é impactada pelo aumento dos serviços de corte e cobrança, além da maior despesa do trimestre com honorários advocatícios.

A **PECLD** do trimestre foi de R\$ 17 milhões, 1,5% da ROB. A melhora entre trimestres foi impulsionada pelas renegociações realizadas no período.

ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 218, 5,6% maior que o 2T24, enquanto o PMSO ajustado apresentou um aumento de 13,1%, ou R\$ 9 milhões.

A linha de **Pessoal**, que variou R\$ 5,6 milhões, justifica-se pelo aumento de *headcount* voltado para a primarização. As variações das linhas de **Material** (+R\$ 2,6 milhões) e **Outros** (+R\$ 2,6 milhões) são resultado da maior aquisição de materiais para equipes primarizadas e pelo maior montante de doação para o Instituto Equatorial, e foram parcialmente compensadas pela redução na linha de **Serviços de Terceiros** (-R\$ 2,1 milhões), que tende a reduzir à medida que o processo de primarização atinge maior maturação.

Em Alagoas, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) do trimestre atingiram R\$ 12 milhões, 1,2% da ROB.

CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 309, uma redução de 8,4%. O PMSO ajustado do período apresentou um aumento de 17,1%.

O aumento do PMSO no período vem principalmente da linha de **Serviços de Terceiros** com mobilização adicional de equipes para plantões e emergências, além do maior montante de serviços voltados para limpeza de faixa, poda e serviços voltados para arrecadação e cobrança.

A **PECLD/ROB** do período atingiu 0,2%, ou R\$ 3 milhões. Ajustando a PECLD pelas renegociações não recorrentes do trimestre (R\$ 22,4 milhões), a PECLD/ROB seria de 1,8%.

CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 528, valor 11,6% menor que o mesmo período do ano anterior. O PMSO ajustado da CEA foi de R\$ 32 milhões, 2,7% menor que o 2T24.

No 2T24 a **PECLD** atingiu R\$ 5 milhões e representa 1,2% da ROB.

GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 349 no 2T25, resultado 1,2% maior que o 2T24. O PMSO ajustado foi de R\$ 299 milhões, com crescimento de 5,2% em linha com a inflação do período.

No 2T25 a **PECLD** registrou R\$ 12 milhões no trimestre, ou 0,3% da ROB.

EBITDA

Recomposição EBITDA	2T24								2T25								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		Total
R\$ milhões																		
(+) Resultado do Exercício	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	276	361	96	106	(235)	12	5	620	5,6%	
(+) Impostos sobre o Lucro	35	102	33	30	-	-	12	212	40	64	41	34	-	8	(9)	178	-16,2%	
(+) Resultado Financeiro	59	78	78	39	193	65	362	874	101	128	86	66	285	73	412	1.152	31,9%	
(+) Depreciação e Amortização	72	121	41	31	35	(2)	157	456	91	223	46	35	67	16	185	662	45,3%	
(=) EBITDA societário (CVM)*	316	784	219	200	12	159	438	2.129	508	776	269	242	117	109	593	2.612	23%	
Ajustes Totais	1	(78)	3	3	47	(97)	60	(62)	(126)	(18)	4	10	(33)	10	(6)	(157)	155,6%	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	25	30	5	(8)	51	1	61	165	(22)	17	4	9	10	6	(46)	(22)	-113,4%	
(+) Impactos Margem Bruta	-	-	-	-	-	(81)	-	(81)	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%	
(+) Sistemas Isolados	-	-	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-	12	N/A	
(+) Ajustes de PMSO	2	-	-	7	-	-	15	24	-	22	3	4	(6)	5	24	52	112,0%	
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(28)	-	37	9	N/A	
(-) VNR	(26)	(109)	(2)	4	(4)	(16)	(16)	(170)	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)	22,5%	
(=) EBITDA societário ajustado	318	706	222	203	59	62	498	2.067	382	758	273	252	84	119	587	2.454	19%	
	Δ%								20,3%	7,4%	23,2%	23,9%	41,7%	92,4%	17,9%	18,7%		

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

MARANHÃO

No 2T25, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 382 milhões, 20,3% maior que o 2T24, ou R\$ 64,4 milhões.

A margem bruta ajustada do trimestre registrou crescimento de R\$ 39,6 milhões, influenciada principalmente pelo aumento da tarifa fio-b entre trimestres, enquanto o PMSO ajustado do período apresentou uma redução de R\$ 17,9 milhões.

As provisões e contingências apresentaram uma melhora de R\$ 7,3 milhões no período.

PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes do Pará atingiu R\$ 757,6 milhões, um aumento de 7,4%, ou R\$ 51,4 milhões.

A margem bruta do período aumentou R\$ 100,2 milhões, em função do aumento de mercado (R\$ 20 milhões), da variação positiva da tarifa fio-b (R\$ 29 milhões) e da Renda Não Faturada (R\$ 36 milhões). O PMSO ajustado e as despesas com sistemas isolados do período aumentaram nos montantes de R\$ 22,7 milhões e R\$ 10,3 milhões, respectivamente.

A linha de provisões do período apresentou uma piora de R\$ 15,2 milhões entre trimestres.

PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 273 milhões, 23,2% maior, ou R\$ 51,4 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A margem bruta do período apresentou um aumento de R\$ 59,2 milhões, decorrente da maior tarifa fio-b (R\$ 30 milhões) e da variação da Renda Não Faturada (R\$ 26 milhões), enquanto o PMSO ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 8,3 milhões.

A linha de PECLD e Contingências se manteve em linha com o 2T24.

ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 253 milhões, R\$ 49 milhões maior que o 2T24, ou 23,9% superior.

A margem bruta do período teve um aumento de R\$ 62,9 milhões, em virtude da Renda Não Faturada (R\$ 15 milhões), da maior tarifa fio-b (R\$ 11 milhões), da melhoria de perdas no período (R\$ 10 milhões) e outros efeitos, que foram parcialmente compensados pelo aumento do PMSO (R\$ 9 milhões) e da linha de PECLD e Contingências (R\$ 5 milhões).

CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 84 milhões no trimestre, 41,7% maior que o 2T24, ou R\$ 24,7 milhões.

A margem bruta da CEEE-D apresentou um crescimento de R\$ 50,1 milhões, dado os efeitos de crescimento de mercado (R\$ 23 milhões), tarifa fio-b (R\$ 23 milhões) e melhoria de perdas (R\$ 17 milhões). Vale ressaltar que o 2T24 foi fortemente impactado por eventos climáticos extremos, que prejudicaram o resultado apresentado no ano passado.

O PMSO do período apresentou um aumento de R\$ 23,5 milhões, enquanto as provisões e contingências do período ficaram em linha com o ano anterior.

CEA

O EBITDA Ajustado alcançou R\$ 119 milhões, 92,4% maior que o mesmo período do ano anterior, ou R\$ 57,2 milhões.

A margem bruta da CEA cresceu R\$ 57,7 milhões, refletindo principalmente o aumento da tarifa fio-b entre períodos.

As linhas de PMSO, provisões e contingências e despesas de sistemas isolados foram de R\$ 0,9 milhões, R\$ -1,5 milhões e R\$ 0,2 milhões, respectivamente.

GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 587 milhões, 17,9% maior que o mesmo período do ano anterior.

O aumento da margem (R\$ 94,6 milhões) reflete principalmente a melhora de perdas no período e o aumento da tarifa fio-b. Já o PMSO do ajustado do período apresentou um aumento de R\$ 14,7 milhões e da PECLD e provisões variaram positivamente em R\$ 9,1 milhões.

EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	2T25 Total
Margem Bruta	-	-	-	-	-	-	-	-
Custos e Despesas Operacionais	-	22	3	4	(6)	5	24	52
Serviços de Terceiros	-	22	-	4	-	5	24	55
Outros	-	-	3	-	(6)	-	-	(3)
Provisões	-	-	-	-	(28)	-	37	9
Custos e Despesas	-	22	3	4	(33)	5	61	61
Sistemas Isolados	12	-	-	-	-	-	-	12
Outras receitas/despesas operacionais	(22)	17	4	9	10	6	(46)	(22)
VNR	(115)	(57)	(3)	(2)	(9)	(1)	(21)	(208)
Ajustes EBITDA	(126)	(18)	4	10	(33)	10	(6)	(157)

RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro	2T24									2T25									Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total	
(+) Rendas Financeiras	24	47	19	9	28	8	35	169		40	82	23	28	42	19	22	255	51,3%	
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	21	33	12	10	23	3	16	118		22	35	14	9	61	3	15	160	35,5%	
(+) Encargos da dívida	(80)	(150)	(97)	(49)	(130)	(60)	(316)	(882)		(136)	(230)	(116)	(83)	(214)	(90)	(410)	(1.279)	45,0%	
(+) Encargos CVA	(9)	(1)	(3)	1	(8)	4	(13)	(30)		(6)	(13)	1	(4)	4	5	5	(8)	-72,4%	
(+) AVP - Comercial	(1)	2	1	1	1	(4)	(2)	(2)		1	5	1	0	(15)	(0)	(1)	(9)	262,0%	
(+) Contingências	(4)	(2)	(2)	(3)	(28)	(3)	(22)	(63)		(2)	(3)	(3)	(4)	(29)	(3)	(11)	(54)	-14,6%	
(+) Outras Receitas / Despesas	(9)	(6)	(8)	(7)	(78)	(12)	(61)	(183)		(19)	(4)	(6)	(13)	(135)	(8)	(32)	(217)	18,9%	
Resultado financeiro	(59)	(78)	(78)	(39)	(193)	(65)	(362)	(874)		(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1.152)	32%	
(-/+ Efeitos Não Recorrentes	8	17	2	4	-	(2)	5	35		-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%	
Resultado financeiro ajustado	(50)	(61)	(76)	(35)	(193)	(66)	(357)	(839)		(101)	(128)	(86)	(66)	(285)	(73)	(412)	(1.152)	37%	
	Δ%									101,0%	109,4%	13,8%	88,0%	48,0%	10,5%	15,2%	37,3%		

LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	2T24								2T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	Total
(+) Lucro Líquido	151	484	66	100	(216)	96	(94)	588	276	361	96	106	(235)	12	5	620	6%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	2	-	-	7	-	(81)	15	(57)	12	22	3	4	(33)	5	61	73	-227,4%
(+) Efeito IR e CSLL	(3)	(4)	(1)	(3)	-	-	-	(11)	(5)	11	17	13	11	(1)	6	54	-593,5%
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	8	17	2	4	-	(2)	5	35	-	-	-	-	-	-	-	-	-100,0%
(+) VNR Líquido de IR e CSLL	(17)	(72)	(1)	3	(3)	(11)	(11)	(112)	(76)	(38)	(2)	(1)	(6)	(1)	(14)	(137)	22,5%
(=) Lucro Líquido Ajustado	141	425	66	111	(219)	(9)	(84)	431	207	356	114	121	(263)	16	(21)	609	41%
	Δ%								46,7%	-16,3%	71,4%	9,9%	20,4%	-268,8%	-75,1%	41,3%	

INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	2T24								2T25								Δ%
R\$ milhões	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	Total
Ativos elétricos	262	316	160	113	175	55	442	1.523	270	463	188	165	274	80	662	2.101	37,9%
Obrigações especiais	6	216	20	0	2	17	41	220	17	358	25	3	8	13	7	430	95,1%
Ativos não elétricos	22	32	16	19	36	11	38	174	17	35	12	11	21	9	39	144	-17,5%
Total	290	563	197	132	213	84	439	1.918	303	856	224	179	302	102	708	2.674	39%
	Δ%								4,4%	52,0%	14,0%	35,8%	42,1%	21,6%	61,1%	39,5%	

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

TRANSMISSÃO**DESEMPENHO FINANCEIRO**

DRE Regulatória - R\$ milhões	2T24	2T25	Δ%	Δ
Receita líquida	298	267	-10,4%	(31)
Custos e despesas operacionais	(18)	(19)	5,1%	(1)
EBITDA Regulatório	280	248	-11,4%	(32)
Margem EBITDA	94,0%	93,0%	-1,1%	N/A
Depreciação / amortização	(110)	(107)	-2,5%	3
Resultado do serviço (EBIT)	170	141	-17,1%	(29)
Resultado financeiro	(79)	(74)	-6,2%	5
Impostos	(13)	(12)	-7,5%	1
Lucro Líquido	78	55	-29,9%	(23)
Endividamento	2T24	2T25	Δ%	Δ
Dívida Bruta	5.865	4.947	-15,7%	(919)
Dívida Líquida	4.687	3.306	-29,5%	(1.381)
Disponibilidades	1.178	1.641	39,3%	463

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

O resultado regulatório do 2T25 trouxe uma receita líquida de R\$ 267 milhões, uma redução de 10,4% em relação ao 2T24, reflexo principalmente pela saída da SPE 7 e dos montantes de AVC Complementar mais elevados no 2T24.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 18,7 milhões, em linha com o mesmo período do ano anterior.

O EBITDA regulatório atingiu R\$ 248,3 milhões, com uma margem EBITDA de 93%.

Vale ressaltar que, em uma visão mesmos ativos (excluindo a SPE 7 do 2T24), o EBITDA do 2T24 seria de R\$ 251,2 milhões, e a variação do EBITDA entre trimestres seria de -1.2%.

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)	2T24 Regulatório	Ajustes	2T24 Societário	2T25 Regulatório	Ajustes	2T25 Societário
Receita operacional	333.629	45.139	378.768	298.056	62.571	360.627
Transmissão de energia	333.629	(333.629)	-	298.056	(298.056)	-
Receita de Operação e Manutenção	-	27.495	27.495	-	36.018	36.018
Receita de construção	-	1.430	1.430	-	-	-
Receita Financeira - Atualização TIR	-	-	-	-	-	-
Atualização ativo de contrato em serviço	-	349.842	349.842	-	324.608	324.608
Outras receitas	0	0	0	-	-	-
Deduções da receita operacional	(35.643)	(134)	(35.777)	(31.119)	(1)	(31.119)
Receita operacional líquida	297.986	45.005	342.992	266.937	62.570	329.508
Margem Bruta Operacional	297.986	45.005	342.992	266.937	62.570	329.508
Custo/despesa operacional	(17.755)	(1.799)	(19.554)	(18.669)	(8.688)	(27.357)
Pessoal	(8.747)	(0)	(8.748)	(8.008)	30	(7.977)
Material	(56)	(0)	(57)	(933)	6	(928)
Serviço de terceiros	(8.913)	(90)	(9.003)	(8.994)	(10.209)	(19.202)
Custo de construção	-	(1.708)	(1.708)	-	-	-
Outros	(39)	(0)	(39)	(735)	2	(733)
Outras despesas não operacionais	-	-	-	-	1.484	1.484
EBITDA	280.231	43.206	323.438	248.268	53.882	302.150
Depreciação e amortização	(109.949)	38.605	(71.345)	(107.174)	35.176	(71.998)
Equivalencia patrimonial	-	605	605	-	(1.208)	(1.208)
Resultado do serviço	170.282	82.416	252.698	141.094	87.851	228.944
Resultado financeiro	(79.036)	(1)	(79.036)	(74.125)	0	(74.125)
Receitas financeiras	44.896	(0)	44.896	57.517	(4)	57.513
Despesas financeiras	(123.932)	(1)	123.933	(131.642)	4	(131.638)
Resultado antes do imposto de renda	91.246	82.416	173.662	66.969	87.851	154.820
Imposto de renda e contribuição social	(13.414)	(36.902)	50.316	(12.411)	(31.267)	(43.678)
Subvenção do imposto de renda	-	36.902	36.902	-	31.267	31.267
Impostos diferidos	-	(35.001)	35.001	-	(35.257)	(35.257)
Resultado do exercício	77.832	47.415	125.247	54.557	52.593	107.151

RENOVÁVEIS

DESEMPENHO OPERACIONAL

GERAÇÃO

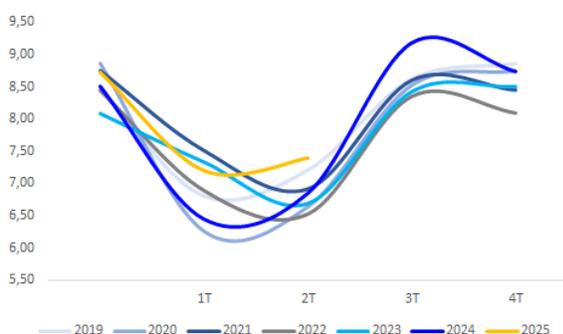
Complexos Eólicos	Geração (GWh)				Vento (m/s)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ	2T24	2T25	Δ%	Δ
Ventos de Tianguá	98,7	113,8	15,3%	15,1	6,5	7,2	11,9%	0,8
Serra do Mel 1 e 2	239,1	378,8	58,4%	139,7	6,7	7,4	10,5%	0,7
Echo 1, 2, 4 e 5	295,4	313,9	6,3%	18,5	7,7	8,1	4,9%	0,4
Ventos de São Clemente	143,0	155,5	8,7%	12,5	6,0	6,4	5,7%	0,3
Portfólio Eólico	776,2	962,0	23,9%	185,8	6,9	7,4	8,0%	0,5
<i>Constrained-Off - Eólico</i>	<i>140,7</i>	<i>134,5</i>	<i>-4,4%</i>	<i>-6,2</i>	-	-	-	-
Portfólio Eólico - Ex Constrained-Off	916,8	1.096,5	19,6%	179,6	6,9	7,4	8,0%	0,5

Complexos Solares	Geração (GWh)				Irradiância Média (W/m ²)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ	2T24	2T25	Δ%	Δ
Ribeiro Gonçalves	89,1	90,4	1,5%	1,3	306,2	276,9	-9,6%	-29,3
Barreiras	0,0	133,7	-	133,7	0,0	296,5	-	296,5
Portfólio Solar	89,1	224,1	151,6%	135,0	306,2	288,9	-5,7%	-17,3
<i>Constrained-Off - Solar</i>	<i>10,9</i>	<i>151,9</i>	<i>1297,2%</i>	<i>141,1</i>	-	-	-	-
Portfólio Solar - Ex Constrained-Off	100,0	376,1	276,2%	276,1	306,2	288,9	-5,7%	-17,3

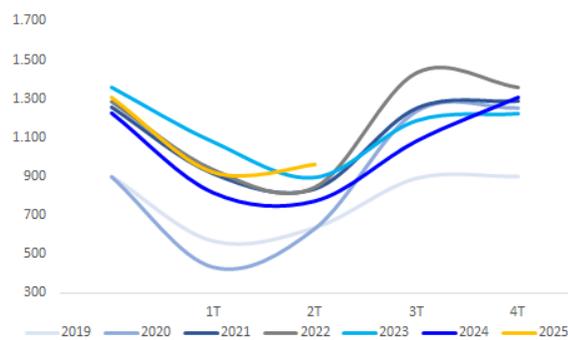
Portfólio	Geração (GWh)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ
Portfólio Consolidado	865,3	1.186,1	37,1%	320,8
Portfólio Consolidado - Ex Constrained-Off	1.016,8	1.472,5	44,8%	455,7

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

MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO EÓLICO (m/s)



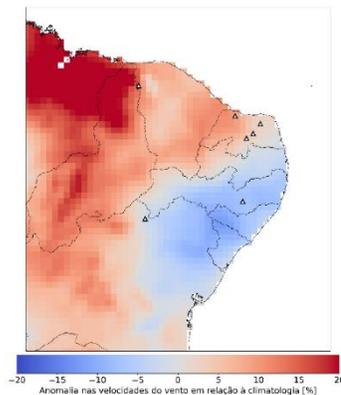
GERAÇÃO TOTAL - PORTFÓLIO EÓLICO (GWh)



O desempenho do portfólio eólico do 2T25 foi o melhor resultado registrado desde a aquisição da Echoenergia, com uma velocidade média do vento de 7,4 m/s, 8,0% maior do que o 2T24. O desempenho do trimestre é reflexo principalmente de uma maior disponibilidade do recurso eólico no Rio Grande do Norte, onde estão localizadas a maior partes dos ativos da Echoenergia, com destaque para os parques eólicos de Tianguá (ACR) e Serra do Mel 1 e 2 (ACL).

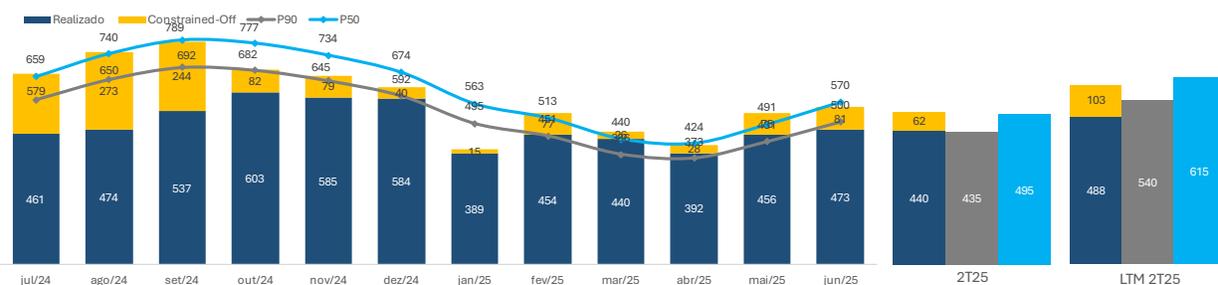
O 2T25 foi marcado por velocidades de vento dentro da média climatológica na maior parte do Nordeste, sendo que em algumas áreas dos estados do Maranhão, Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte e Bahia que registraram anomalias positivas.

A figura ao lado ilustra as anomalias de vento no 2T25 em relação à média de longo prazo, evidenciando o impacto climático positivo em alguns dos complexos da Echoenergia. Importante mencionar que, excluindo-se efeitos do *constrained-off*, os resultados de geração deste período ficariam acima do P50 para os ativos eólicos, atingindo P44.

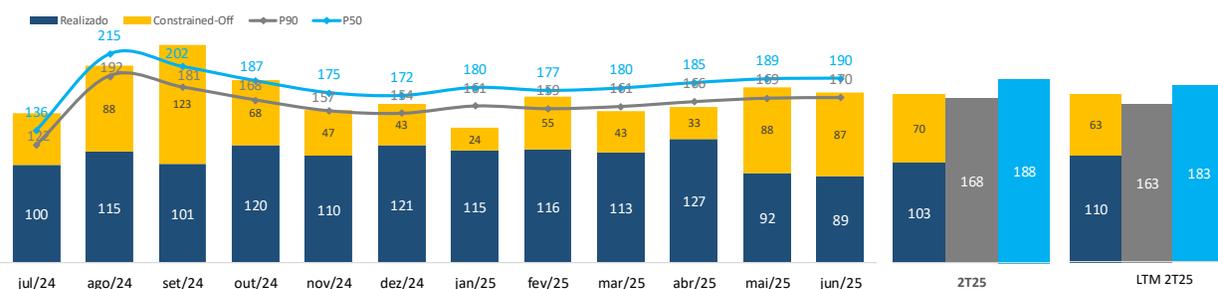


Os gráficos, a seguir, apresentam a geração de energia eólica e solar da Echoenergia nos últimos meses e a visão para o 2T25, comparando-a com os valores de P50 e P90 anual revisados pela empresa no início de 2024. Vale destacar que essas estimativas de produção de energia são consideradas robustas, pois os estudos foram elaborados utilizando metodologias consolidadas no mercado e tem como base dados operacionais para todos os complexos.

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



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



¹ Os valores apresentados consideram apenas meses de operação plena, ou seja, do mês subsequente ao COD de cada usina.

CONSTRAINED-OFF

Devido à necessidade de redução ou limitação da geração pela necessidade de equilíbrio entre carga e geração, o Operador Nacional do Sistema (ONS), dispõe do corte de geração em tempo real, o qual pode ser classificado entre: (i) Confiabilidade Elétrica, quando a geração é reduzida ou interrompida para garantir a estabilidade e segurança do sistema elétrico, como limite de carga das linhas de transmissão; (ii) Razão Energética, devido à dificuldade de escoar a energia gerada quando a demanda é insuficiente para absorver a oferta, e (iii) Indisponibilidade Externa (elétrico), devido a falhas ou manutenções em instalações externas à usina geradora. Dentre as três, apenas o corte motivado por Indisponibilidade Externa é ressarcido, desde que alguns requisitos, como franquia de horas de interrupção, sejam cumpridos. Atualmente, os ativos eólicos da Echoenergia são preponderantemente impactados pelos cortes ocasionados por razão Confiabilidade Elétrica e solares por razão energética.

No 2T25, as perdas de energia totalizaram 286,4 GWh (19,5%), com maior relevância para os parques solares de Barreiras e Ribeiro Gonçalves, com 108,5 GWh (44,8%) e 43,5 GWh (32,5%), respectivamente, e para o parque eólico de Serra do Mel com 95,7 GWh (20,2%). Esse impacto no portfólio foi superior ao reportado no 2T24 (151,5 GWh ou 14,9%), principalmente, devido à entrada em operação das usinas solares, que apresentaram perdas mais elevadas no 2T25 (151,9 GWh ou 40,4%). O nível de perdas das usinas eólicas foi inferior ao reportado no mesmo período do ano anterior (140,7GWh / 2T24 vs. 134,5GWh / 2T25).

Apesar disso, é importante mencionar que a partir de meados do segundo semestre de 2024, o ONS implementou mudanças nos critérios de controle, novas linhas de transmissão entraram em operação e houve o avanço no atendimento dos requisitos da RAP pelos agentes. Adicionalmente, é válido destacar que em março deste ano, o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico) instituiu o grupo de trabalho para atuação conjunta entre o MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE, com objetivo de propor medidas de planejamento, regulatórias e operacionais para mitigar os cortes de geração. Por fim, a Echoenergia tem trabalhado ativamente em colaboração com as associações do setor para minimizar o impacto do *constrained-off* em seu portfólio.

DESEMPENHO FINANCEIRO

DRE	Echo Participações				Echo Crescimento			
	2T24	2T25	Δ%	Δ	2T24	2T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	205,6	248,5	20,9%	42,9	13,6	111,5	20,9%	97,9
(-) Compra de Energia	(4,4)	(26,1)	497,0%	(21,7)	(4,2)	(39,1)	497,0%	(34,8)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	(0,0)	(0,1)	N/A	(0,1)
Lucro Bruto de Energia	201,2	222,5	10,5%	21,2	9,3	72,3	10,5%	63,0
Custos e Despesas Operacionais	(91,9)	(98,3)	7,0%	(6,4)	(2,5)	(21,8)	7,0%	(19,3)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(73,4)	(78,6)	7,1%	(5,2)	(1,7)	(18,3)	7,1%	(16,6)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(18,4)	(19,7)	6,5%	(1,2)	(0,8)	(3,5)	6,5%	(2,7)
EBITDA	109,4	124,2	13,5%	14,8	6,8	50,6	13,5%	43,7
Margem EBITDA (%)	53,2%	50,0%	-3,2p.p.	N/A	50,2%	45,4%	-3,2p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	5,3	N/A	5,3	-	-	N/A	-
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-	N/A	-	0,0	0,1	N/A	0,1
EBITDA Ajustado	109,4	129,5	18,4%	20,1	6,9	50,7	18,4%	43,8
Margem EBITDA Ajustada (%)	53,2%	52,1%	-1,1p.p.	N/A	-276,0%	-232,9%	-1,1p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(64,7)	(65,7)	1,5%	(1,0)	(0,2)	(19,4)	1,5%	(19,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(66,9)	(65,3)	-2,4%	1,6	(29,8)	(67,1)	-2,4%	(37,2)
(-) Impostos	(9,5)	(16,1)	69,5%	(6,6)	(0,1)	(4,7)	69,5%	(4,6)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(31,8)	(22,9)	-27,9%	8,9	(23,3)	(40,6)	-27,9%	(17,3)
Margem Líquida (%)	-15,4%	-9,2%	6,2p.p.	N/A	-171,2%	-36,4%	6,2p.p.	N/A

DRE	Echoenergia (Part. + Cresc.)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	219,2	360,0	64,2%	140,8
(-) Compra de Energia	(8,6)	(65,1)	656,3%	(56,5)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,0)	(0,1)	143,1%	(0,1)
Lucro Bruto de Energia	210,6	294,8	40,0%	84,2
Custos e Despesas Operacionais	(94,3)	(120,0)	27,2%	(25,7)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(75,1)	(96,9)	29,0%	(21,8)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(19,2)	(23,1)	20,3%	(3,9)
EBITDA	116,2	174,8	50,4%	58,6
Margem EBITDA (%)	53,0%	48,5%	-4,5p.p.	N/A
(-/+) Efeitos Não-Recorrentes	-	5,3	N/A	5,3
(-/+) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,1	122,6%	0,1
EBITDA Ajustado	116,3	180,2	55,0%	63,9
Margem EBITDA Ajustada (%)	53,0%	50,0%	-3p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(64,9)	(85,1)	31,1%	(20,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(96,7)	(132,4)	36,8%	(35,6)
(-) Impostos	(9,6)	(20,8)	115,8%	(11,1)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(55,1)	(63,5)	15,3%	(8,4)
Margem Líquida (%)	-25,1%	-17,6%	7,5p.p.	N/A
Lucro (Prejuízo) Líquido Ajustado	(55,1)	(59,9)	8,7%	(4,8)

LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

O Lucro Bruto de Energia da Echoenergia foi de R\$ 294,8 milhões no 2T25, um aumento de 40,0%, ou de R\$ 84,2 milhões quando comparado ao mesmo período do ano passado. O aumento é explicado principalmente: (i) pela entrada em operação dos complexos solares, que entraram de forma faseada a partir do 2T24 e cujo Lucro Bruto de Energia apurado no 2T25 foi de R\$ 72,3 milhões, e (ii) pelo resultado dos parques eólicos no trimestre, que apresentaram crescimento de 10,5% ou R\$ 21,3 milhões frente ao 2T24.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais da Echoenergia totalizaram R\$ 120,0 milhões no 2T25, um aumento de 27,2%, ou R\$ 25,7 milhões comparado ao 2T24. Ajustando o resultado pelo efeito não recorrente da baixa de ativos ocorrida no trimestre (R\$ 5,3 milhões na linha de **Outros**), o resultado seria de R\$ 115,3 milhões, 22,5% maior que o 2T24, ou R\$ 21,2 milhões.

O aumento é reflexo da entrada em operação dos complexos solares de Echo Crescimento, cujos custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 21,8 milhões no período, onde destacamos:

- Aumento dos **Encargos de Transmissão** em R\$ 9,5 milhões devido a entrada em operação dos ativos solares;
- Aumento de custos e despesas em R\$ 10,4 milhões com **Pessoal, O&M, Seguros e Serviços de Terceiros**, como consultorias e assessorias, relacionados às entradas em operação dos ativos solares.

RESULTADO FINANCEIRO - ECHOENERGIA

O resultado financeiro registrado no 2T25 foi de R\$ 132,4 milhões negativos, valor R\$ 35,6 milhões pior quando comparado com o 2T24, reflexo das despesas financeiras do financiamento dos parques solares. Vale destacar que, desconsiderando o resultado da Echoenergia Crescimento, o resultado financeiro teria se mantido em linha com o 2T24.

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			
	2T24	2T25	Δ%	Δ	2T24	2T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	219,2	360,0	64,2%	140,8	79,9	510,2	538,9%	430,4
(-) Compra de Energia	(8,6)	(65,1)	656,3%	(56,5)	(70,8)	(500,0)	606,4%	(429,2)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,0)	(0,1)	143,1%	(0,1)	(0,4)	(8,9)	2126,2%	(8,5)
Lucro Bruto de Energia	210,6	294,8	40,0%	84,2	8,7	1,3	-84,6%	(7,4)
Custos e Despesas Operacionais	(94,3)	(120,0)	27,2%	(25,7)	(6,1)	(12,8)	111,9%	(6,8)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(75,1)	(96,9)	29,0%	(21,8)	(0,6)	(12,6)	1930,9%	(12,0)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(19,2)	(23,1)	20,3%	(3,9)	(5,4)	(0,2)	-95,7%	5,2
EBITDA	116,2	174,8	50,4%	58,6	2,6	(11,5)	-538,0%	(14,1)
Margem EBITDA (%)	53,0%	48,5%	-4,5p.p.	N/A	3,3%	-2,3%	-5,5p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes)	-	5,3	N/A	5,3	-	-	N/A	-
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,1	122,6%	0,1	0,4	8,1	1937,7%	7,7
EBITDA Ajustado	116,3	180,2	55,0%	63,9	3,0	(3,4)	-211,7%	(6,4)
Margem EBITDA Ajustada (%)	53,0%	50,0%	-3p.p.	N/A	3,8%	-0,7%	-4,5p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(64,9)	(85,1)	31,1%	(20,2)	(0,1)	(0,1)	22,6%	(0,0)
(+/-) Resultado Financeiro	(96,7)	(132,4)	36,8%	(35,6)	0,7	0,2	-63,4%	(0,4)
(-) Impostos	(9,6)	(20,8)	115,8%	(11,1)	(1,1)	2,8	-350,9%	3,9
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(55,1)	(63,5)	15,3%	(8,4)	2,1	(8,6)	-516,7%	(10,7)
Margem Líquida (%)	-25,1%	-17,6%	7,5p.p.	N/A	2,6%	-1,7%	-4,3p.p.	N/A

DRE	Proforma (Echoenergia + EQTL Renováveis)			
	2T24	2T25	Δ%	Δ
Receita Líquida	299,1	870,3	191,0%	571,2
(-) Compra de Energia	(79,4)	(565,2)	611,9%	(485,8)
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	(0,4)	(9,0)	1918,4%	(8,5)
Lucro Bruto de Energia	219,2	296,1	35,1%	76,9
Custos e Despesas Operacionais	(100,4)	(132,9)	32,3%	(32,5)
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	(75,7)	(109,5)	44,6%	(33,8)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	(24,7)	(23,3)	-5,3%	1,3
EBITDA	118,8	163,3	37,4%	44,4
Margem EBITDA (%)	39,7%	18,8%	-21p.p.	N/A
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes)	-	5,3	N/A	5,3
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,4	8,2	1747,5%	7,8
EBITDA Ajustado	119,3	176,8	48,2%	57,5
Margem EBITDA Ajustada (%)	39,9%	20,3%	-19,6p.p.	N/A
(-) Depreciação/Amortização	(65,0)	(85,2)	31,1%	(20,2)
(+/-) Resultado Financeiro	(96,1)	(132,1)	37,5%	(36,0)
(-) Impostos	(10,7)	(18,0)	67,9%	(7,3)
Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado	(53,0)	(72,1)	36,1%	(19,1)
Margem Líquida (%)	-17,7%	-8,3%	9,4p.p.	N/A

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

SANEAMENTO

Indicadores Operacionais - Água	2T24	1T25	2T25	Δ% vs 2T24
Economias faturadas (mil)	82,3	99,1	99,6	21,0%
Volume Faturado (mil m ³)	5.047,4	5.405,5	5.532,5	9,6%
Índice de cobertura (%)	56,0%	66,4%	70,0%	14 p.p.
Índice de Perda da Distribuição (%)	61,2%	63,2%	64,5%	3,3 p.p.
Indicadores Operacionais - Esgoto	2T24	1T25	2T25	Δ% vs 2T24
Economias faturadas (mil)	13,7	18,7	18,6	35,7%
Volume Faturado (mil m ³)	813,7	1.008,5	1.019,0	25,2%
Índice de cobertura (%)	14,8%	15,0%	15,0%	0,2 p.p.

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

DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL

Demonstração de Resultado	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional	61,4	41,6	-32,3%	-19,8
Abastecimento de água e serviços de esgoto	22,8	26,5	16,0%	3,7
Receita de construção	37,8	12,9	-65,9%	-24,9
Outras receitas	0,8	2,3	169,4%	1,4
Deduções à receita operacional	(2,2)	(2,8)	26,4%	-0,6
Receita operacional líquida	59,2	38,8	-34,4%	-20,4
Custos de construção	(37,8)	(12,9)	-65,9%	24,9
Custo da Operação	(25,1)	(18,6)	-25,9%	6,5
PMSO	(15,9)	(15,5)	-3,0%	0,5
<i>Pessoal</i>	<i>(5,2)</i>	<i>(5,1)</i>	<i>-1,5%</i>	<i>0,1</i>
<i>Material</i>	<i>(2,5)</i>	<i>(2,2)</i>	<i>-12,1%</i>	<i>0,3</i>
<i>Serviços de terceiros</i>	<i>(3,8)</i>	<i>(4,1)</i>	<i>7,9%</i>	<i>-0,3</i>
<i>Outros</i>	<i>(4,5)</i>	<i>(4,1)</i>	<i>-8,8%</i>	<i>0,4</i>
PDD/Provisões	(9,2)	(5,0)	-45,7%	4,2
Outras Receitas e Despesas Operacionais	0,1	1,9	2823,4%	1,8
EBITDA	(3,7)	7,3	-300,3%	11,0
Depreciação e amortização	(7,4)	(7,6)	3,5%	-0,3
Resultado financeiro	(38,1)	(46,8)	23,0%	-8,8
Receita financeira	3,4	1,4	-57,3%	-1,9
Despesa financeira	(41,4)	(48,3)	16,5%	-6,8
Tributos	-	-	N/A	0,0
Resultado do exercício	(49,1)	(47,1)	-4,1%	2,0
Resultado do exercício Ajustado	(49,1)	(47,1)	-4,1%	2,0

DESEMPENHO FINANCEIRO

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 2T25, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 38,8 milhões, reduzindo em relação ao 2T24, pelo efeito da menor receita de construção do período. Desconsiderando a receita de construção dos períodos, a Receita Operacional Líquida apresenta um crescimento de R\$ 4,5 milhões, ou 21%, refletindo tanto o maior volume hidrometrado (+9,6%), como o avanço da hidrometração entre períodos.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

O PMSO do período atingiu R\$ 15,5 milhões, 3% menor que o mesmo período do ano anterior.

A PECLD no trimestre atingiu R\$ 5,0 milhões, valor R\$ 4,2 milhões menor que o mesmo período do ano anterior, com um índice de PECLD/ROB de 17,5% no 2T25.

RESULTADO FINANCEIRO

No 2T25, o resultado financeiro foi de R\$ 46,8 milhões, valor R\$ 8,8 milhões pior em relação ao 2T24, reflexo do aumento do IPCA entre períodos (1,26% no 2T25 vs 0,98% no 2T24), conforme cálculo dos contratos, que indexa 84% da dívida da CSA.

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

EQUATORIAL SERVIÇOS

Demonstração de Resultado	2T24	2T25	Δ%	Δ
R\$ milhões				
Receita Operacional Bruta	183,3	659,2	259,7%	475,9
Deduções	(28,0)	(80,3)	187,0%	(52,3)
Receita operacional líquida	155,3	578,9	272,8%	423,6
Custos Operacionais	(85,0)	(502,2)	490,9%	(417,2)
Despesas Operacionais	(61,2)	(54,0)	-11,7%	7,1
EBITDA	9,2	22,7	148,3%	13,6
<i>Margem EBITDA</i>	<i>5,9%</i>	<i>3,9%</i>	<i>-33,4%</i>	
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas))	0,4	9,1	2004,1%	8,6
EBITDA Ajustado	9,6	31,8	231,7%	22,2
Depreciação e Amortização	(2,7)	(7,1)	161,3%	(4,4)
Resultado do serviço (EBIT)	6,4	15,6	142,8%	9,2
Resultado financeiro	(9,3)	(2,9)	-69,0%	6,4
Equivalencia	(0,6)	1,0	-267,8%	1,6
Tributos	(7,7)	(6,4)	-17,4%	1,3
Lucro Líquido	(11,1)	7,4	-166,9%	18,5
Lucro Líquido Ajustado	(10,8)	13,5	-224,9%	24,4

DESEMPENHO FINANCEIRO

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.

O EBITDA Ajustado do período foi de R\$ 31,8 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](#)