

# Índice

## Dados da Empresa

Composição do Capital	1
-----------------------	---

## DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
---------------------------	---

Balanço Patrimonial Passivo	3
-----------------------------	---

Demonstração do Resultado	5
---------------------------	---

Demonstração do Resultado Abrangente	6
--------------------------------------	---

Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	7
--	---

## Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2023 à 30/09/2023	9
--------------------------------	---

DMPL - 01/01/2022 à 30/09/2022	10
--------------------------------	----

Demonstração de Valor Adicionado	11
----------------------------------	----

Comentário do Desempenho	12
--------------------------	----

Notas Explicativas	49
--------------------	----

## Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	96
--	----

Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	97
---	----

Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	98
--	----

**Dados da Empresa / Composição do Capital**

<b>Número de Ações (Unidades)</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2023</b>
<b>Do Capital Integralizado</b>	
Ordinárias	68.090.916
Preferenciais	164.014
<b>Total</b>	<b>68.254.930</b>
<b>Em Tesouraria</b>	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
<b>Total</b>	<b>0</b>

**DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2023</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2022</b>
1	Ativo Total	7.435.734	6.839.958
1.01	Ativo Circulante	2.809.108	2.476.477
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	875.272	415.108
1.01.02	Aplicações Financeiras	421.626	576.204
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo através do Resultado	421.626	576.204
1.01.02.01.01	Títulos para Negociação	421.626	576.204
1.01.03	Contas a Receber	1.029.578	1.125.063
1.01.03.01	Clientes	863.189	934.536
1.01.03.01.01	Contas a receber de clientes	863.189	934.536
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	166.389	190.527
1.01.03.02.01	Outros créditos a receber	112.576	98.535
1.01.03.02.02	Serviços pedidos	53.813	41.080
1.01.03.02.03	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	0	50.912
1.01.04	Estoques	18.277	44.850
1.01.04.01	Almoxarifado	18.277	44.850
1.01.06	Tributos a Recuperar	461.171	315.252
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	461.171	315.252
1.01.06.01.01	Impostos e contribuições a recuperar	387.029	282.769
1.01.06.01.02	Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	74.142	32.483
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	3.184	0
1.01.08.03	Outros	3.184	0
1.01.08.03.01	Depósitos judiciais	3.184	0
1.02	Ativo Não Circulante	4.626.626	4.363.481
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.538.201	2.202.663
1.02.01.04	Contas a Receber	161.686	170.859
1.02.01.04.01	Contas a receber de clientes	142.752	151.925
1.02.01.04.03	Serviços pedidos	18.934	18.934
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	2.376.515	2.031.804
1.02.01.10.04	Depósitos Judiciais	226.947	208.918
1.02.01.10.05	Ativo Financeiro da Concessão	558.477	485.102
1.02.01.10.06	Ativos de contrato	1.205.723	691.921
1.02.01.10.07	Impostos e contribuições a recuperar	378.756	643.291
1.02.01.10.08	Investimentos	0	635
1.02.01.10.10	Instrumentos financeiro derivativos	6.612	0
1.02.01.10.11	Outros Créditos a Receber	0	1.937
1.02.03	Imobilizado	3.324	12.294
1.02.03.02	Direito de Uso em Arrendamento	3.324	12.294
1.02.04	Intangível	2.085.101	2.148.524
1.02.04.01	Intangíveis	2.085.101	2.148.524
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	2.085.101	2.148.524

**DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2023</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2022</b>
2	Passivo Total	7.435.734	6.839.958
2.01	Passivo Circulante	3.090.827	2.154.302
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	40.722	89.847
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	40.722	89.847
2.01.02	Fornecedores	477.009	579.822
2.01.03	Obrigações Fiscais	298.633	259.853
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	35.664	842
2.01.03.01.02	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	35.300	0
2.01.03.01.03	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	364	842
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	262.969	259.011
2.01.03.02.01	Impostos e contribuições a recolher	262.969	259.011
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	1.271.194	648.863
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	946.732	267.472
2.01.04.02	Debêntures	323.846	371.875
2.01.04.03	Financiamento por Arrendamento	616	9.516
2.01.05	Outras Obrigações	652.340	198.963
2.01.05.02	Outros	652.340	198.963
2.01.05.02.04	Contribuição de iluminação pública	29.479	0
2.01.05.02.05	Instrumentos financeiros derivativos	24.717	254
2.01.05.02.06	Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	374.203	0
2.01.05.02.07	Encargos setoriais	44.445	50.823
2.01.05.02.08	Benefício pós-emprego	76.170	71.249
2.01.05.02.09	Outras contas a pagar	99.391	76.637
2.01.05.02.10	Participação nos lucros	3.935	0
2.01.06	Provisões	350.929	376.954
2.01.06.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	350.929	376.954
2.01.06.01.05	Provisão para riscos judiciais	350.929	376.954
2.02	Passivo Não Circulante	7.310.443	7.430.313
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	2.808.617	2.713.979
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	1.428.510	1.235.888
2.02.01.02	Debêntures	1.377.382	1.473.928
2.02.01.03	Financiamento por Arrendamento	2.725	4.163
2.02.02	Outras Obrigações	1.527.643	1.909.246
2.02.02.02	Outros	1.527.643	1.909.246
2.02.02.02.03	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	63.978	184.594
2.02.02.02.04	Encargos setoriais	127.801	108.265
2.02.02.02.07	Outros contas a pagar	40.126	37.658
2.02.02.02.08	Instrumentos financeiro derivativos	0	36.153
2.02.02.02.09	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	497.352	754.774
2.02.02.02.10	Benefício pós-emprego	798.386	787.802
2.02.03	Tributos Diferidos	2.491.439	2.378.522
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	2.491.439	2.378.522
2.02.04	Provisões	482.744	428.566
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	482.744	428.566
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	482.744	428.566
2.03	Patrimônio Líquido	-2.965.536	-2.744.657

**DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/09/2023</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2022</b>
2.03.01	Capital Social Realizado	3.385.861	3.385.861
2.03.02	Reservas de Capital	1.171	722
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	-5.261.126	-5.040.522
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	-1.091.442	-1.090.718

**DFs Individuais / Demonstração do Resultado****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 01/07/2023 à 30/09/2023</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2023 à 30/09/2023</b>	<b>Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2022 à 30/09/2022</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2022 à 30/09/2022</b>
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.200.993	3.616.176	1.223.883	3.183.471
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-947.400	-2.830.701	-1.084.401	-2.728.322
3.02.01	Energia elétrica comprada para revenda	-716.803	-2.037.008	-664.851	-1.929.636
3.02.02	Custo de construção	-175.068	-593.091	-328.713	-494.038
3.02.03	Custo da operação	-55.529	-200.602	-90.837	-304.648
3.03	Resultado Bruto	253.593	785.475	139.482	455.149
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-180.557	-471.038	-81.571	-306.732
3.04.01	Despesas com Vendas	-35.220	-95.588	-48.618	-148.517
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-108.538	-280.444	-39.532	-102.907
3.04.03	Perdas pela Não Recuperabilidade de Ativos	-24.586	-37.130	7.127	-48.242
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-12.213	-57.876	-548	-7.066
3.04.05.02	Outras Despesas	-12.213	-57.876	-548	-7.066
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	73.036	314.437	57.911	148.417
3.06	Resultado Financeiro	-175.179	-535.041	-68.130	-241.751
3.06.01	Receitas Financeiras	139.025	361.448	198.959	601.569
3.06.02	Despesas Financeiras	-314.204	-896.489	-267.089	-843.320
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-102.143	-220.604	-10.219	-93.334
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	0	0	1.492	0
3.08.01	Corrente	0	0	1.492	0
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-102.143	-220.604	-8.727	-93.334
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	-102.143	-220.604	-8.727	-93.334
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	-1,49649	-3,23206	-0,12786	-1,36743
3.99.01.02	PN	-1,49649	-3,23206	-0,12786	-1,36743
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	-1,49649	-3,23206	-0,12786	-1,36743
3.99.02.02	PN	-1,49649	-3,23206	-0,12786	-1,36743

**DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 01/07/2023 à 30/09/2023</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2023 à 30/09/2023</b>	<b>Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2022 à 30/09/2022</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2022 à 30/09/2022</b>
4.01	Lucro Líquido do Período	-102.143	-220.604	-8.727	-93.334
4.02	Outros Resultados Abrangentes	8.277	-724	-5.592	-21.341
4.02.01	Resultado em hedge accounting de fluxo de caixa	8.277	-724	-5.592	-21.341
4.03	Resultado Abrangente do Período	-93.866	-221.328	-14.319	-114.675

**DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2023 à 30/09/2023</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2022 à 30/09/2022</b>
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	91.551	433.328
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	387.262	624.038
6.01.01.01	Lucro/Prejuízo do período	-220.604	-93.334
6.01.01.02	Encargos de dívidas, juros, variações monetárias e cambiais líquidas	297.183	146.096
6.01.01.03	Depreciação e amortização	108.381	123.348
6.01.01.04	Baixas do ativo imobilizado, intangível e ativo financeiro da concessão	835	291
6.01.01.05	Provisão para riscos judiciais	121.464	92.886
6.01.01.06	Baixa de recebíveis incobráveis	49.139	0
6.01.01.07	Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	37.130	48.242
6.01.01.08	Participação nos lucros	4.194	0
6.01.01.09	Rendimentos de aplicações financeiras	-103.436	-74.118
6.01.01.10	Provisão e atualização de encargos setoriais	37.347	11.063
6.01.01.11	Atualização do ativo financeiro	-13.966	-26.603
6.01.01.12	Provisão para perda de estoque	1.407	0
6.01.01.13	Resultado em hedge accounting de fluxo de caixa	67.310	129.657
6.01.01.14	Ajuste a valor presente	-21.032	-20.445
6.01.01.15	Valor justo das opções de compra	2.437	498
6.01.01.16	Valores a (receber) pagar de parcela A e outros itens financeiros	26.577	294.016
6.01.01.17	Atualização do PIS e COFINS a serem restituídos a consumidores	-7.104	-7.559
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	38.752	95.306
6.01.02.01	Contas a receber de clientes	15.283	-57.510
6.01.02.02	Almoxarifado	26.573	-13.233
6.01.02.03	Impostos e contribuições a recuperar	22.398	149.588
6.01.02.04	Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	-33.745	-17.427
6.01.02.05	Depósitos judiciais	-21.213	-6.279
6.01.02.06	Outros créditos a receber	-12.104	13.799
6.01.02.07	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	0	180.338
6.01.02.08	Serviços pedidos	-12.733	-16.473
6.01.02.09	Fornecedores	-128.829	-71.151
6.01.02.10	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	-95.081	-60.850
6.01.02.11	Impostos e contribuições a recolher	304.138	73.483
6.01.02.12	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	-842	157
6.01.02.13	Benefício pós emprego	15.505	23.993
6.01.02.14	Encargos setoriais	-24.189	9.261
6.01.02.15	Provisão para riscos judiciais	-93.311	-64.164
6.01.02.16	Outras contas a pagar	23.234	-48.226
6.01.02.17	Contribuição de iluminação pública	29.479	0
6.01.02.18	Participação nos lucros	-259	0
6.01.02.19	Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	13.518	0
6.01.02.20	Fornecedores - Risco Sacado	10.930	0
6.01.03	Outros	-334.463	-286.016
6.01.03.01	Imposto de renda e contribuição social pagos	-7.550	0
6.01.03.03	Juros pagos	-326.913	-286.016



**DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2023 à 30/09/2023</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2022 à 30/09/2022</b>
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-295.047	-104.320
6.02.01	Aquisições no ativo imobilizado	0	-496
6.02.02	Aquisições no ativo intangível	-24.584	-6.196
6.02.03	Aquisições no ativo contratual	-528.477	-398.525
6.02.05	Aplicações financeiras	258.014	300.897
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	663.660	-522.854
6.03.01	Captação de empréstimos e financiamentos	1.012.870	0
6.03.02	Amortização de empréstimos e financiamentos	-226.532	-505.899
6.03.03	Amortização de debêntures	-300.000	0
6.03.04	Captação de debêntures	180.000	0
6.03.05	Amortização do passivo de arrendamento	-2.678	-16.955
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	460.164	-193.846
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	415.108	516.741
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	875.272	322.895

**DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2023 à 30/09/2023****(Reais Mil)**


<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Capital Social Integralizado</b>	<b>Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria</b>	<b>Reservas de Lucro</b>	<b>Lucros ou Prejuízos Acumulados</b>	<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>Patrimônio Líquido</b>
5.01	Saldos Iniciais	3.385.861	722	0	-5.040.522	-1.090.718	-2.744.657
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	3.385.861	722	0	-5.040.522	-1.090.718	-2.744.657
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	449	0	0	0	449
5.04.08	Valor justo das opções de compra - Vesting period	0	449	0	0	0	449
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	-220.604	-724	-221.328
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-220.604	0	-220.604
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-724	-724
5.05.02.06	Resultado em hedge accounting de fluxo de caixa	0	0	0	0	-724	-724
5.07	Saldos Finais	3.385.861	1.171	0	-5.261.126	-1.091.442	-2.965.536

**DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2022 à 30/09/2022****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Capital Social Integralizado</b>	<b>Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria</b>	<b>Reservas de Lucro</b>	<b>Lucros ou Prejuízos Acumulados</b>	<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>Patrimônio Líquido</b>
5.01	Saldos Iniciais	3.385.861	0	0	-4.774.350	-1.269.351	-2.657.840
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	3.385.861	0	0	-4.774.350	-1.269.351	-2.657.840
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	498	0	0	0	498
5.04.03	Opções Outorgadas Reconhecidas	0	498	0	0	0	498
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	-93.334	-21.341	-114.675
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-93.334	0	-93.334
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-21.341	-21.341
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-21.341	-21.341
5.07	Saldos Finais	3.385.861	498	0	-4.867.684	-1.290.692	-2.772.017

**DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2023 à 30/09/2023</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2022 à 30/09/2022</b>
7.01	Receitas	5.076.135	5.114.786
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	5.111.894	5.160.430
7.01.02	Outras Receitas	1.371	2.598
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-37.130	-48.242
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-3.002.854	-2.691.684
7.02.01	Custos Prods., Merchs. e Servs. Vendidos	-2.630.099	-2.423.674
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-266.799	-224.501
7.02.04	Outros	-105.956	-43.509
7.02.04.03	Outras Despesas Operacionais	-105.956	-43.509
7.03	Valor Adicionado Bruto	2.073.281	2.423.102
7.04	Retenções	-108.381	-123.349
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-108.381	-123.349
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.964.900	2.299.753
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	377.762	620.542
7.06.02	Receitas Financeiras	377.762	620.542
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	2.342.662	2.920.295
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	2.342.662	2.920.295
7.08.01	Pessoal	152.317	185.371
7.08.01.01	Remuneração Direta	59.433	51.236
7.08.01.02	Benefícios	72.623	110.428
7.08.01.03	F.G.T.S.	20.261	23.707
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.509.151	1.984.629
7.08.02.01	Federais	912.421	992.384
7.08.02.02	Estaduais	596.730	992.245
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	901.798	843.629
7.08.03.01	Juros	480.887	328.288
7.08.03.02	Aluguéis	5.309	309
7.08.03.03	Outras	415.602	515.032
7.08.03.03.01	Despesas Financeiras	415.602	515.032
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-220.604	-93.334
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-220.604	-93.334



# Release de Resultados 3T23

**EQTL**  
B3 LISTED NM



## Comentário do Desempenho

Brasília, 8 de novembro de 2023 - A Equatorial Energia S.A., *holding multi-utilities*, com atuação nos segmentos de Distribuição, Transmissão, Geração, Comercialização, Serviços, Saneamento e Telecom (B3: EQTL3; USOTC: EQUQY), anuncia os resultados do terceiro trimestre de 2023 (3T23).

### EBITDA Consolidado Ajustado cresce 33% e alcança R\$ 2,5 bilhões no período (vs. 3T22)

Forte performance das distribuidoras e controle da alavancagem são os principais destaques do período

- **EBITDA Consolidado Ajustado alcançou R\$ 2,5 bilhões** no trimestre, já descontados os efeitos não caixa de VNR, IFRS e MtM, aumento de 33%. Destaque para o aumento de margem bruta das distribuidoras consolidadas no 3T22 e para a consolidação da Equatorial Goiás.
- **Volume total de energia distribuída** atingiu **13.609 GWh**, crescimento consolidado de **6,8%** em relação ao 3T22.
- **Perdas totais consolidadas**, na visão acumulada 12 meses, **recuaram em comparação ao 3T22** encerrando o período com o nível consolidado de 18,6% sobre energia injetada (considerando todos os ativos), posicionando o grupo a cerca de apenas 0,2 p.p. do nível regulatório consolidado.
- **Qualidade da Operação – Redução do DEC**, na visão acumulada 12 meses, em todas as distribuidoras no comparativo com 3T22. Destaque para **Maranhão e Alagoas**, que reduziram em 12,9h e 6,1h, respectivamente.
- **Energia Gerada Líquida totalizou 1.185,9 GWh**, redução de 17% vs 3T22, devido restrições (*constrained-off*) aplicadas pelo ONS durante o período e paradas para manutenção da Echo 2.
- **Investimentos consolidados** totalizaram cerca de **R\$ 3,0 bilhões** no 3T23, crescimento de R\$ 1,3 bilhão quando comparado ao 2T23, fruto do desenvolvimento dos parques solares no segmento de renováveis e pela consolidação de GO.
- Conclusão das **Revisões Tarifárias da Equatorial Pará e Equatorial Goiás**, com bases de remuneração líquidas aprovadas de R\$ 8,5 bilhões e R\$ 9,4 bilhões, respectivamente.
- Relação **Dívida Líquida / EBITDA consolidado** na visão *covenant*, encerrou o 3T23 em 3,6x, apresentando redução pelo terceiro trimestre consecutivo e refletindo a trajetória orgânica de desalavancagem.
- **Disponibilidade** do período atingiu **R\$ 9,9 bilhões**, com uma relação **Caixa / Dívida de curto prazo de 1,2x**.
- Contratação de **financiamento** com o BNB para o **Projeto Ribeiro Gonçalves** no valor de R\$ 200 milhões e aprovação de R\$ 4,3 bilhões junto ao BNDES para financiamento do CAPEX das distribuidoras do grupo.
- **Liquidação da 4ª emissão** da Equatorial Goiás, no valor de **R\$ 3 bilhões** para financiamento de investimentos e início do **refinanciamento da 2ª emissão**.

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

Destaques Financeiros	3T22	3T23	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
Receita operacional líquida (ROL)	6.880	10.362	50,6%	3.481
<b>EBITDA ajustado (trimestral)</b>	<b>1.901</b>	<b>2.522</b>	<b>32,7%</b>	<b>621</b>
<i>Margem EBITDA (%ROL)</i>	<i>27,6%</i>	<i>24,3%</i>	<i>-3,3 p.p.</i>	
<b>EBITDA ajustado (12 meses)</b>	<b>7.018</b>	<b>10.040</b>	<b>43,1%</b>	<b>3.022</b>
<b>Lucro líquido ajustado</b>	<b>678</b>	<b>851</b>	<b>25,5%</b>	<b>173</b>
<i>Margem líquida (%ROL)</i>	<i>9,8%</i>	<i>8,2%</i>	<i>-1,6 p.p.</i>	
<b>Investimentos</b>	<b>1.701</b>	<b>3.023</b>	<b>77,7%</b>	<b>1.321</b>
<b>Dívida líquida</b>	<b>23.807</b>	<b>36.694</b>	<b>54,1%</b>	<b>12.887</b>
Dívida líquida/EBITDA ajustado (12 meses)	3,1	3,6	0,5x	
Disponibilidade / Dívida de curto prazo	2,8	1,2	-1,6x	

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



**Comentário do Desempenho****Sumário**

Sumário .....	3
<b>DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO</b> .....	5
<b>MARGEM BRUTA AJUSTADA</b> .....	5
<b>CUSTOS E DESPESAS</b> .....	6
<b>EBITDA</b> .....	7
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b> .....	9
<b>LUCRO LÍQUIDO</b> .....	10
<b>ENDIVIDAMENTO</b> .....	11
<b>INVESTIMENTOS</b> .....	12
<b>ESG (Environmental, Social and Governance)</b> .....	13
<b>DISTRIBUIÇÃO</b> .....	15
<b>DESEMPENHO COMERCIAL</b> .....	15
<b>DESEMPENHO OPERACIONAL</b> .....	17
<b>DESEMPENHO FINANCEIRO</b> .....	18
<b>MARGEM BRUTA</b> .....	18
<b>DESPESAS OPERACIONAIS – PMSO/CONSUMIDOR</b> .....	19
<b>EBITDA</b> .....	21
<b>EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA</b> .....	23
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b> .....	23
<b>LUCRO LÍQUIDO</b> .....	24
<b>INVESTIMENTOS</b> .....	24
<b>TRANSMISSÃO</b> .....	25
<b>DESEMPENHO FINANCEIRO</b> .....	25
<b>RENOVÁVEIS</b> .....	28
<b>DESEMPENHO OPERACIONAL</b> .....	28
<b>PIPELINE RENOVÁVEL</b> .....	30
<b>DESEMPENHO FINANCEIRO</b> .....	32
<b>SANEAMENTO</b> .....	34
<b>DESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL</b> .....	34
<b>DESEMPENHO FINANCEIRO</b> .....	34
<b>EQUATORIAL SERVIÇOS</b> .....	36
<b>DESEMPENHO FINANCEIRO</b> .....	36
<b>SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE</b> .....	37

## Comentário do Desempenho

### 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.



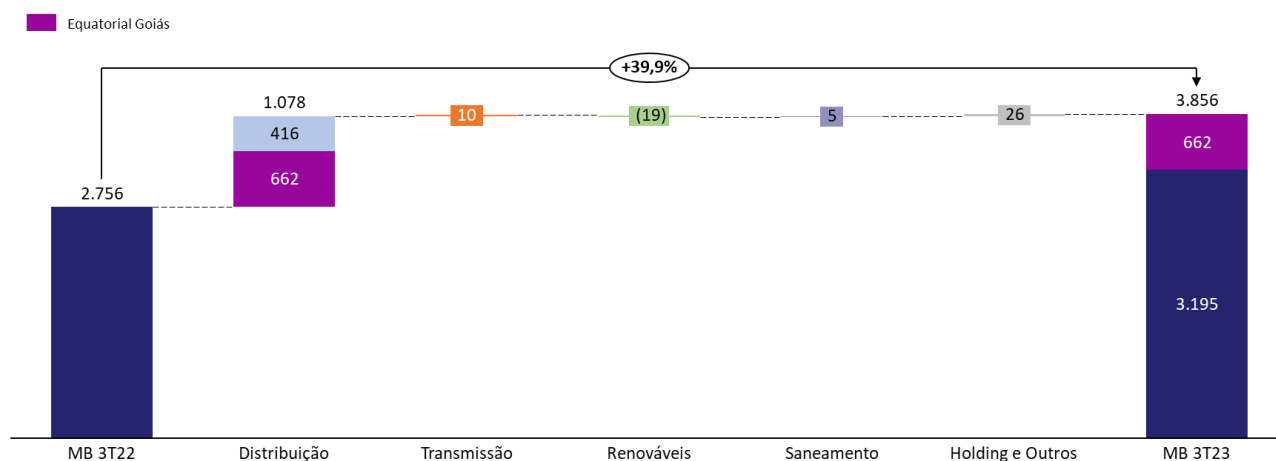
## Comentário do Desempenho

## DESEMPENHO FINANCEIRO CONSOLIDADO

DRE (R\$ MM)	3T22	3T23	Δ%	Δ
Receita operacional bruta (ROB)	9.020	13.840	53,4%	4.820
Receita operacional líquida (ROL)	6.880	10.362	50,6%	3.481
Custo de energia elétrica	(4.346)	(6.093)	40,2%	(1.747)
Custo e despesas operacionais	(770)	(1.318)	71,1%	(548)
Outras receitas/despesas operacionais	(91)	(117)	29,4%	(27)
<b>EBITDA</b>	<b>1.673</b>	<b>2.833</b>	<b>69,3%</b>	<b>1.160</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>1.901</b>	<b>2.522</b>	<b>32,7%</b>	<b>621</b>
Depreciação	(299)	(488)	63,0%	(189)
Amortização de ágio	(144)	(144)	-0,2%	0
Resultado do serviço (EBIT)	1.230	2.201	79,0%	971
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(445)</b>	<b>(988)</b>	<b>122,0%</b>	<b>(543)</b>
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(373)</b>	<b>(942)</b>	<b>152,6%</b>	<b>(569)</b>
Lucro antes da tributação (EBT)	785	1.213	54,6%	428
IR/CSLL	(200)	(286)	42,5%	(85)
Participações minoritárias	80	208	158,7%	127
<b>Lucro líquido</b>	<b>504</b>	<b>720</b>	<b>42,8%</b>	<b>216</b>
<b>Lucro líquido Ajustado</b>	<b>678</b>	<b>851</b>	<b>25,5%</b>	<b>173</b>

As informações constantes desta seção refletem a visão consolidada das Demonstrações Contábeis da Equatorial Energia, ou seja, contemplam os resultados das companhias a partir de suas respectivas aquisições. Vale destacar que os resultados da Equatorial Energia Goiás começaram a ser consolidados no 1T23, enquanto seu balanço começou a ser consolidado no 4T22 e, portanto, não estão considerados nos números apresentados no 3T22. Vale destacar que os números ajustados passaram a considerar efeitos não caixa e IFRS a partir do trimestre passado, e que essa alteração afeta os números de 2022, que foram ajustados da mesma forma.

## MARGEM BRUTA AJUSTADA



## Release de Resultados

## Comentário do Desempenho

De forma consolidada, no 3T23 a Margem Bruta ajustada do grupo Equatorial, apresentou um crescimento de 39,9% em comparação ao 3T22, totalizando R\$ 3,9 bilhões, já excluindo os efeitos da receita de construção e os efeitos IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM).

O resultado é explicado, principalmente, pela consolidação da Equatorial Goiás no trimestre, que adiciona R\$ 662 milhões ao resultado. Além da consolidação da Equatorial Goiás, na variação entre trimestres é importante destacar outros movimentos que contribuíram para o crescimento da margem nas demais distribuidoras, como o aumento da tarifa fio-B (R\$ 113 milhões), o forte crescimento de mercado (R\$ 61 milhões) e o efeito do combate a perdas das distribuidoras de energia (R\$ 55 milhões).

Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes da Margem Bruta abertos por segmento:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T23 Total
Efeito Postergação RTP / RTA	(25)	-	-	-	-	(25)
<b>Receita Operacional</b>	(25)	-	-	-	-	(25)
<b>Deduções da receita operacional</b>	-	-	-	-	-	-
<b>Receita operacional líquida</b>	(25)	-	-	-	-	(25)
Ajustes - RTA e RTP	43	-	-	-	-	43
Parcela A sem CVA correspondente	(62)	-	-	-	-	(62)
Retroativo - P&D e PEE	10	-	-	-	-	10
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	(9)	-	-	-	-	(9)
<b>Margem Bruta</b>	(34)	-	-	-	-	(34)
<b>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)</b>	(292)	(62)	(24)	-	-	(378)
<b>Ajustes Totais Margem Bruta</b>	(326)	(62)	(24)	-	-	(412)

Neste trimestre, os ajustes na receita se referem ao ajuste do reconhecimento do efeito retroativo referente ao atraso do reajuste tarifário da Equatorial Alagoas no 2T23, enquanto os ajustes de custos do trimestre são referentes a:

- (i) Efeitos referentes a processos tarifários;
- (ii) Reconhecimentos referentes ao custo de compra de energia sem CVA correspondente em Goiás; e
- (iii) Reconhecimento de saldo de despesas com P&D e PEE no Maranhão.

## CUSTOS E DESPESAS

Custos Operacionais	3T22	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	3T23 Ex GO	Goiás	3T23	Δ% Ex GO	Δ%
<b>R\$ milhões</b>										
(+) Pessoal	222	47	2	-2	12	281	37	317	26%	43%
(+) Material	35	-17	0	2	2	22	19	42	-36%	18%
(+) Serviço de terceiros	332	96	-4	-4	-6	414	230	644	25%	94%
(+) Outros	70	-9	2	10	32	106	8	114	51%	62%
<b>(=) PMSO Reportado</b>	<b>660</b>	<b>117</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>40</b>	<b>824</b>	<b>293</b>	<b>1,117</b>	<b>25%</b>	<b>69%</b>
<i>Ajustes</i>	74	-	-	-	-	-8	-	-15	-111%	-120%
<b>PMSO Ajustado</b>	<b>734</b>	<b>35</b>	<b>1</b>	<b>6</b>	<b>40</b>	<b>815</b>	<b>287</b>	<b>1,102</b>	<b>11.1%</b>	<b>50.2%</b>
(+) Provisões	112	26	-	-	15	153	59	212	37%	89%
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-2	-9	-	-	0	-10	0	-10	552%	552%
(+) Outras receitas/despesas operacionais	91	6	-	-	0	97	20	117	7%	29%
(+) Depreciação e amortização	299	24	0	10	1	334	153	488	12%	63%
<b>Custos e Despesas Reportado</b>	<b>1,160</b>	<b>164</b>	<b>1</b>	<b>16</b>	<b>56</b>	<b>1,398</b>	<b>526</b>	<b>1,923</b>	<b>20%</b>	<b>66%</b>
IPCA (12 meses)				5.19%						
IGPM (12 meses)				-5.79%						

## Comentário do Desempenho

O PMSO Ajustado cresceu 50,2% no comparativo anual, passando de R\$ 734 milhões para R\$ 1.102 milhões. A variação pode ser explicada, principalmente, pela:

- (i) Consolidação da Equatorial Goiás, que na visão ajustada adicionou R\$ 287 milhões;
- (ii) Aumento de R\$ 35 milhões do segmento de Distribuição, ou 6%, em especial nas linhas de serviços de terceiros e pessoal; e
- (iii) O aumento das despesas de Outros, em R\$ 36 milhões, que foi afetado principalmente pelo crescimento das despesas da Equatorial Serviços (R\$ 25 milhões), referentes principalmente ao início do atendimento na Equatorial Goiás e expansão da Telecom.

Desconsiderados a consolidação da Equatorial Goiás, o PMSO Ajustado cresceu R\$ 82 milhões, ou 11,1%. Os aumentos de cada segmento serão detalhados em suas respectivas seções do documento.

Abaixo apresentamos os efeitos não recorrentes dos custos e despesas, abertos por segmento:

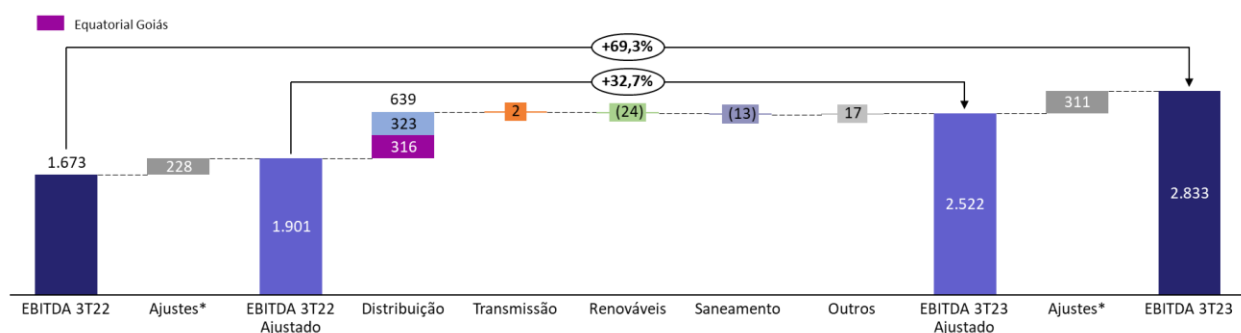
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T23 Total
Reclassificações de investimentos	7	-	-	-	-	7
Ajuste de amortização de contrato - IFRS 16	4	-	-	-	-	4
Baixa de Ativos	4	-	-	-	-	4
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	<b>15</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>15</b>

Os ajustes nas despesas operacionais deste trimestre ficaram concentrados no segmento de Distribuição, e se referem a:

- (i) Desativação na linha de Pessoal e ativação na linha de Serviços na Equatorial Goiás, nos valores de R\$ - 4 milhões e R\$ 11 milhões, respectivamente;
- (ii) Revisão de base de contratos de aluguel enquadrados no IFRS 16 na CEEE-D; e
- (iii) Reclassificação de baixa de ativos na CEEE-D para o não operacional de períodos anteriores.

## EBITDA

### EBITDA (em R\$ milhões)



O EBITDA reportado da Equatorial atingiu R\$ 2.833 milhões no 3T23, valor 69,3% superior ao 3T22.

Já o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa alcançou R\$ 2.522 milhões, 32,7% superior ao mesmo período do ano anterior, ou R\$ 621 milhões superior. Este aumento é explicado principalmente pelo segmento de Distribuição, que desconsiderando a consolidação da Equatorial Goiás, apresentou um crescimento de 23,2%, ou R\$

**Comentário do Desempenho**

323 milhões no período, reflexo do: **(i)** crescimento de mercado e aumento da tarifa fio-b, no comparativo entre períodos, que contribuíram com R\$ 117 e R\$ 53 milhões, respectivamente, e **(ii)** do resultado do processo de combate a perdas, que contribuiu no trimestre com R\$ 55 milhões.

É importante mencionar que o EBITDA ajustado já contempla os ajustes não caixa e IFRS (VNR, IFRS 9 e MtM), inclusive para o ano de 2022.

A seguir apresentamos a conciliação do EBITDA Reportado, conforme Instrução CVM 527/12 e a comparação do Ajustado pelos principais efeitos não caixa e não recorrentes e a visão ex-novos ativos no comparativo 3T22 x 3T23:

Recomposição EBITDA	3T22	3T23	Δ%	Δ
<b>R\$ milhões</b>				
EBITDA Equatorial Societário	1.673	2.833	69%	1.160
Ajustes Não Recorrentes	36	67	85%	31
(-) IFRS 9 (Transmissão)	(18)	(62)	235%	(43)
(-) VNR	209	(292)	-240%	(502)
(-) MtM	-	(24)	N/A	(24)
<b>EBITDA Equatorial Ajustado</b>	<b>1.901</b>	<b>2.522</b>	<b>33%</b>	<b>621</b>
(-) Novos Ativos	-	(316)	-	(316)
<b>EBITDA Equatorial (ex-novos ativos)</b>	<b>1.901</b>	<b>2.205</b>	<b>16%</b>	<b>305</b>

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

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T23 Total
Margem Bruta	(34)	-	-	-	-	(34)
Custos e Despesas Operacionais	15	-	-	-	-	15
Outras receitas/despesas operacionais	117	-	-	-	-	117
PPAs	-	-	-	-	(31)	(31)
<b>Ajustes EBITDA</b>	<b>98</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(31)</b>	<b>67</b>
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)</i>	<i>(292)</i>	<i>(62)</i>	<i>(24)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(378)</i>
<b>Ajustes Totais EBITDA</b>	<b>(194)</b>	<b>(62)</b>	<b>(24)</b>	<b>-</b>	<b>(31)</b>	<b>(311)</b>

Os ajustes do EBITDA nesse trimestre foram concentrados nas distribuidoras do grupo, e estão representados nas seções anteriores “Margem Bruta” e “Custos e Despesas”. Para maiores detalhes, ver seção de “Distribuição”.

## Comentário do Desempenho

## RESULTADO FINANCEIRO

Resultado Financeiro líquido	3T22	Δ Distribuição	Δ Transmissão	Δ Renováveis	Δ Outros	3T23 Ex GO	Goiás	3T23	Δ% Ex GO	Δ%
R\$ milhões										
(+) Rendas Financeiras	299	(41)	(3)	3	(8)	251	29	280	-16,0%	-6,4%
(+) Acréscimo Moratário - Venda de Energia	235	(150)	-	-	(0)	85	14	99	-63,8%	-57,7%
(+) Operações de Swap	9	31	5	-	(8)	37	(1)	36	308,1%	300,9%
(+) Var. Cambial sobre dívida	(77)	(77)	6	-	8	(140)	3	(137)	82,3%	78,5%
(+) Juros e VM sobre Dívida	(694)	(41)	(47)	(10)	18	(774)	(300)	(1.074)	11,4%	54,6%
(+) Encargos CVA	27	(19)	-	-	(5)	3	5	8	-89,6%	-70,2%
(+) Juros e AVP - RJ	(18)	4	-	-	(0)	(13)	-	(13)	-24,0%	-24,0%
(+) Juros e AVP - Comercial	2	6	-	-	-	8	-	8	404,7%	404,7%
(+) Contingências	(11)	(16)	-	-	-	(28)	(40)	(68)	145,5%	503,6%
(+) Outras Receitas / Despesas	(216)	(78)	1	14	190	(89)	(38)	(127)	-58,8%	-41,2%
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(445)</b>	<b>(380)</b>	<b>(38)</b>	<b>7</b>	<b>196</b>	<b>(660)</b>	<b>(328)</b>	<b>(988)</b>	<b>48,3%</b>	<b>121,9%</b>
(+) Efeitos Não Recorrentes	72	-	-	-	-	46	-	46	-35,8%	-35,8%
<b>Resultado financeiro ajustado</b>	<b>(373)</b>	<b>(344)</b>	<b>(38)</b>	<b>7</b>	<b>134</b>	<b>(614)</b>	<b>(328)</b>	<b>(942)</b>	<b>64,6%</b>	<b>152,6%</b>

De forma consolidada, o resultado financeiro reportado da Companhia no 3T23 atingiu R\$ 988 milhões negativos contra R\$ 445 milhões negativos no 3T22.

A seguir, apresentamos os efeitos não recorrentes do período:

Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T23 Total
Descontos concedidos	(37)	-	-	-	-	(37)
Fee - Estruturação de Ações PN	-	-	-	-	84	84
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(37)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>84</b>	<b>46</b>

Nas distribuidoras o único efeito é uma reversão dos descontos concedidos para clientes para adequação ao critério caixa em Maranhão, Pará, Piauí e Alagoas e em Outros é o reconhecimento do fee de estruturação da emissão das ações preferenciais emitidas no 1T23.

O resultado financeiro ajustado no 3T23 foi de R\$ 942 milhões negativos, uma variação de 152,6% em relação ao 3T22, explicado principalmente pelo aumento da dívida bruta da companhia em R\$ 13,6 bilhões e pela alta do IPCA, que corrige 38,5% das dívidas do grupo (0,61% no 3T23 vs -1,32% no 3T22). O aumento da dívida no período é resultado principalmente da consolidação da Equatorial Goiás, que hoje tem uma dívida bruta de R\$ 8,8 Bilhões, e do aumento da dívida consolidada por conta dos investimentos nas distribuidoras do grupo e do investimento no pipeline de renováveis da Echoenergia. Desconsiderando a consolidação da Equatorial Goiás, o resultado financeiro negativo ajustado seria de R\$ 614 milhões, uma variação de R\$ 241 milhões, aumento proveniente além do efeito de aumento de dívida, do segmento de Distribuição, que teve uma redução na linha de acréscimos moratórios, refletindo o ajuste dos valores de multas de acréscimos moratórios, que passaram a compor a conta de outras receitas operacionais, no valor de R\$ 77 milhões, além do elevado volume de parcelamentos feitos na CEEE-D no 3T22, e da redução das rendas financeiras, decorrente da menor disponibilidade de caixa das companhias, com a aceleração de investimentos ao longo do ano e das maiores despesas financeiras, decorrentes do aumento da dívida no período.

**Comentário do Desempenho**LUCRO LÍQUIDO

De forma consolidada, a Equatorial atingiu um lucro de R\$ 928 milhões no 3T23, enquanto o lucro líquido ajustado do período foi de R\$ 851 milhões, R\$ 173 milhões maior que o mesmo período do ano anterior.

Lucro Líquido Consolidado ( R\$ Milhões)	3T22	3T23	Δ%	Δ
Distribuição	771	885	14,8%	114
Transmissão	161	147	-9,1%	(15)
Intesa	9	22	132,7%	12
Echoenergia	76	57	-25,0%	(19)
Serviços	(2)	25	-1448,1%	27
CSA	(58)	(67)	14,9%	(9)
PPAS	(161)	114	-170,6%	275
Holding + outros	(212)	(255)	20,3%	(43)
<b>(=) Lucro Líquido</b>	<b>585</b>	<b>928</b>	<b>59%</b>	<b>343</b>
<i>(-) Participações Minoritárias</i>	<i>(80)</i>	<i>(208)</i>	<i>159%</i>	<i>(127)</i>
<b>(=) Lucro Líquido Ajustado por minoritário</b>	<b>504</b>	<b>720</b>	<b>43%</b>	<b>216</b>
Ajustes Distribuição	(68)	(47)	-31,5%	22
Ajustes PPAS	161	(114)	-170,6%	(275)
Ajuste Holding	-	84	N/A	84
<b>(=) Lucro Líquido Equatorial Ajustado</b>	<b>678</b>	<b>851</b>	<b>26%</b>	<b>173</b>

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

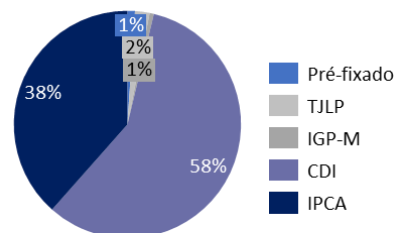
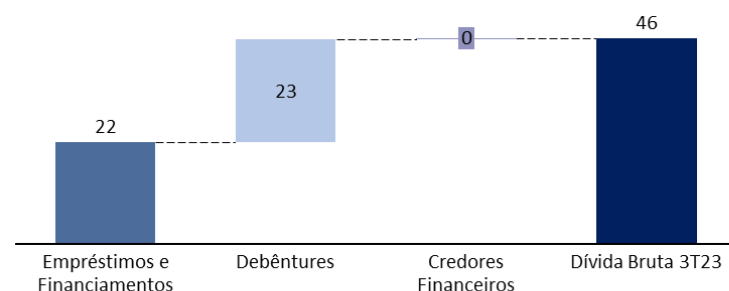
Não Recorrentes	Distribuição	Transmissão	Renováveis	Saneamento	Outros	3T23 Total
Margem Bruta	(34)	-	-	-	-	(34)
Custos e Despesas Operacionais	15	-	-	-	-	15
Depreciação - Ajuste de amortização de contrato - IFRS 16	(4)	-	-	-	-	(4)
Resultado Financeiro	(37)	-	-	-	84	46
Impostos	14	-	-	-	-	14
PPAs	-	-	-	-	(114)	(114)
<b>Ajustes Totais Lucro Líquido</b>	<b>(47)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(30)</b>	<b>(77)</b>
<i>Ajustes IFRS (VNR / IFRS 9 / MtM)</i>	<i>(292)</i>	<i>(62)</i>	<i>(24)</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(378)</i>

## Comentário do Desempenho

### ENDIVIDAMENTO

No 3T23, a dívida bruta consolidada, considerando empréstimos e financiamentos, credores financeiros da recuperação judicial (líquido de ajuste a valor presente) e debêntures, atingiu R\$ 45,6 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

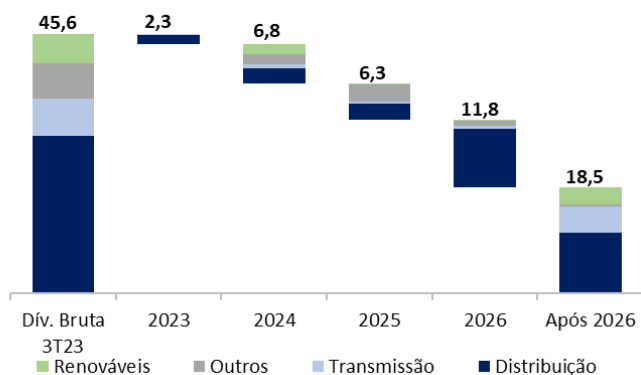
Build-up - Covenants	
Dívida Bruta	45,6
(-) Ajustes Covenants	- 1,0
(-) Disponibilidades	9,9
<b>Dívida Líquida</b>	<b>36,7</b>
EBITDA Consolidado 12m	9,5
(+) EBITDA Novos Ativos 12m	0,7
<b>EBITDA Covenants</b>	<b>10,1</b>
<b>Dívida líquida / EBITDA</b>	<b>3,6</b>

#### Prazo e Custo Médio

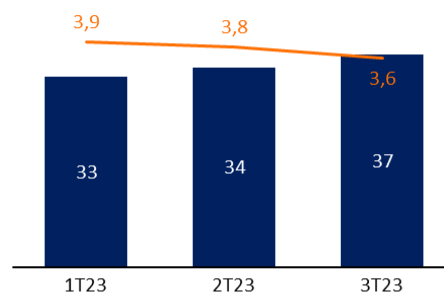
**4,4 anos / 12,66% a.a.**

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\$ 36,7 bilhões, implicando numa relação dívida líquida/EBITDA para fins de covenants de 3,6x, valor 0,2x menor que o trimestre anterior, reforçando a trajetória orgânica de desalavancagem da Companhia, que foi afetada pela consolidação da Equatorial Goiás.

## Comentário do Desempenho

Com relação as obrigações de curto prazo da Companhia, a cobertura medida pela posição de caixa consolidado do grupo era de 1,2x. É importante ressaltar que, desconsiderando a aquisição da Equatorial Goiás, que teve um impacto de R\$ 8,5 bilhões na aquisição, a dívida líquida seria de R\$ 28,2 bilhões.

### INVESTIMENTOS

As informações relativas aos Investimentos realizados consideram 100% de Maranhão, Pará, Piauí, Alagoas, CEEE-D, CEA, Goiás, Intesa, Equatorial Transmissão, Echoenergia, CSA e Equatorial Serviços nos períodos reportados. Os novos ativos, são considerados a partir de suas respectivas consolidações.

No 3T23, o total investido, consolidado, foi de R\$ 3.0 bilhões, volume 78% superior ao registrado no 3T22.

Essa variação decorre principalmente pelo investimento no pipeline de renováveis, que foi R\$ 1.074 milhões maior que no 3T22 e tem a maior parte do desembolso de Capex realizada neste segundo semestre e é direcionado para o desenvolvimento de Ribeiro Gonçalves e Barreiras I. Destacamos o investimento acumulado do pipeline de (i) R\$ 827 milhões em Módulos e (ii) R\$ 263 milhões em Trackers.

Os investimentos em Distribuição apresentaram um aumento de 11,4%, e desconsiderando a Equatorial Goiás, apresentam uma queda de 13,4%. Vale ressaltar que as revisões da Equatorial Pará e Goiás já tiveram seus resultados homologados e que as datas de corte das revisões do Piauí e da CEA já passaram, e que esses processos refletem nos montantes investidos pelas companhias.

No segmento de transmissão, o aumento dos investimentos é referente ao reforço da SPE 8, na substituição de um transformador na subestação Xingu, e que trará uma RAP de R\$ 5,7 milhões adicionais a partir da entrada em operação.

Os investimentos no segmento de saneamento refletem o estágio inicial da operação da CSA, e podem ser percebidos pelo aumento nos índices de cobertura e redução de perdas, demonstrados na seção de Saneamento.

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

Investimentos	3T22	3T23	Δ%
<b>R\$ milhões</b>			
<b>Distribuição</b>	<b>1.637</b>	<b>1.824</b>	<b>11%</b>
Ativos elétricos	1.281	1.311	2%
Obrigações especiais	200	333	67%
Ativos não elétricos	156	180	15%
<b>Transmissão</b>	<b>6</b>	<b>54</b>	<b>821%</b>
SPEs 1 a 8	3	54	1610%
Intesa	3	0	-95%
<b>Renováveis</b>	<b>31</b>	<b>1.095</b>	<b>3391%</b>
Ativos Operacionais	19	21	8%
Projetos em desenvolvimento	12	1.074	-
<b>Saneamento</b>	<b>23</b>	<b>18</b>	<b>-20%</b>
<b>Outros</b>	<b>5</b>	<b>33</b>	<b>607%</b>
<b>Total Equatorial</b>	<b>1.701</b>	<b>3.023</b>	<b>77,7%</b>



## Comentário do Desempenho

### ESG (Environmental, Social and Governance)

A agenda ESG do Grupo Equatorial continuou, ao longo do último trimestre, a refletir o aprimoramento dos processos internos da Companhia, muito a partir do desdobramento de políticas corporativas relevantes e melhoria de aspectos de gestão. Nesse período, por exemplo, o Grupo avançou com a implementação do plano de gerenciamento de resíduos sólidos (PGRS) corporativo, desdobramento importante da Política Ambiental aprovada no último ano, bem como institucionalizou sua interação com os diversos públicos de relacionamento por meio da Política de Relacionamento com Grupos de Interesse.

No período, a Equatorial também foi listada no IDIVERSA B3, índice de diversidade recém-criado pela Bolsa de Valores brasileira e o primeiro da América Latina, composto por empresas que se destacam pelos números relacionados a gênero e raça. A Companhia obteve a melhor performance entre diversas empresas do setor elétrico, pois cerca de 60% de sua força de trabalho é composta por pretos e pardos, entre líderes e não líderes.

A Companhia seguiu avançando, de igual maneira, na avaliação de ratings ESG relevantes ao mercado: em MSCI, teve melhoria de nota nos quesitos meio ambiente e governança, assim como em Sustainalytics saiu de uma classificação de alto risco em ESG para médio risco. Cabe ressaltar que ambos os ratings fazem suas análises por duas vias: os riscos ESG aos quais as Companhias estão expostas e as respectivas iniciativas de gestão para mitigação desses riscos.

Por fim, vale enfatizar que os processos de turnaround de Equatorial Goiás, que ainda não completou um ano sob a gestão Equatorial, e de CSA, ainda impactam diretamente os indicadores socioambientais da Companhia, que vem buscando, em meio a desafios e oportunidades, equalizar suas formas de gestão.

Abaixo seguem os indicadores monitorados e disponibilizados a cada trimestre, sujeitos a ajustes.

## Comentário do Desempenho

Indicadores ESG	Medida	3T22	3T23	Δ%
<b>Ambiental</b>				
Capacidade Instalada de Energia Renovável	GW	1.024	1.024	0,0%
Resíduos Gerados	t	1.417	6.905	387,3%
Sanções Ambientais	#	10	10	0,0%
<b>Social</b>				
Número de Colaboradores Próprios	#	7.749	10.568	36,4%
Número de Colaboradores Terceiros	#	38.160	42.746	12,0%
Taxa de Rotatividade	%	10	10	5,1%
% de Mulheres no Grupo Equatorial Energia	%	37%	35%	-7,0%
% de Mulheres em Cargos de Liderança x Total de Líderes	%	19%	21%	6,1%
Investimentos Sociais	R\$ mil	5.846	17.258	195,2%
TF Próprios	#	3	4	16,2%
TF Terceiros	#	5	7	42,3%
TG Próprios	#	16	13	-19,6%
TG Terceiros	#	45	340	656,2%
Números de óbitos de empregados (próprios + terceiros)	#	0	1	N/A
Investimento em P&D e Eficiência Energética	R\$ mil	38.201	32.365	-15,3%
Horas de Treinamento por Funcionário	h	91	248	173,1%
Massa Salarial em estados com IDH Abaixo de 0,7 <sup>1</sup>	R\$	5.184	5.556	7,2%
<b>Governança</b>				
% de Conselheiros Independentes <sup>2</sup>	%	75%	75%	0,0%
% de Mulheres no Conselho	%	25%	25%	0,0%
Casos Registrados no Canal de Ética	#	134	99	-26,1%

1 - Alagoas, Piauí, Maranhão e Pará | 2 - considera composição atual (base dezembro/22)

3 - TF: Taxa de Frequência de acidentes da empresa no período | 4 - TG: Taxa de Gravidade de acidentes da empresa no período

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

## Release de Resultados

## Comentário do Desempenho

## DISTRIBUIÇÃO

## DESEMPENHO COMERCIAL

Dados Operacionais	Medida	3T22								3T23							
		MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total
Energia Injetada SIN	GWh	2.256	3.501	1.249	1.099	2.148	533	4.386	15.172	2.458	3.700	1.323	1.171	2.135	522	4.568	15.877
Sistema isolado	GWh	-	76	-	-	-	13	-	89	-	64	-	-	-	14	-	78
Energia injetada pela Geração Distribuída	GWh	90	101	91	40	55	5	180	563	139	187	143	73	71	10	314	938
<b>Energia Injetada Total</b>	<b>GWh</b>	<b>2.346</b>	<b>3.678</b>	<b>1.340</b>	<b>1.139</b>	<b>2.204</b>	<b>551</b>	<b>4.566</b>	<b>15.823</b>	<b>2.597</b>	<b>3.951</b>	<b>1.466</b>	<b>1.244</b>	<b>2.206</b>	<b>546</b>	<b>4.882</b>	<b>16.893</b>
<i>Variação Injetada Total (%)</i>	%									10,7%	7,4%	9,4%	9,2%	0,1%	-0,8%	6,9%	6,8%
Residencial - convencional	GWh	663	775	298	259	689	120	1.213	4.017	718	801	316	260	698	85	1.252	4.130
Residencial - baixa renda	GWh	368	390	181	116	70	25	145	1.295	415	452	211	134	99	88	187	1.586
Industrial	GWh	45	111	29	32	65	22	118	422	40	93	24	28	56	7	98	347
Comercial	GWh	170	367	151	147	330	67	458	1.691	164	357	142	128	324	72	413	1.600
Outros	GWh	395	398	229	179	258	44	860	2.363	411	401	233	186	228	56	829	2.344
<b>Consumidores Cativos</b>	<b>GWh</b>	<b>1.641</b>	<b>2.041</b>	<b>888</b>	<b>733</b>	<b>1.411</b>	<b>278</b>	<b>2.795</b>	<b>9.788</b>	<b>1.748</b>	<b>2.104</b>	<b>925</b>	<b>736</b>	<b>1.406</b>	<b>310</b>	<b>2.779</b>	<b>10.008</b>
Industrial	GWh	102	314	29	141	274	1	890	1.753	109	339	33	164	282	2	923	1.852
Comercial	GWh	102	179	43	42	150	3	120	638	121	206	55	56	172	6	159	774
Outros	GWh	3	32	17	-	12	-	8	73	4	32	18	1	22	4	35	115
<b>Consumidores Livres</b>	<b>GWh</b>	<b>207</b>	<b>525</b>	<b>89</b>	<b>183</b>	<b>437</b>	<b>4</b>	<b>1.018</b>	<b>2.464</b>	<b>234</b>	<b>577</b>	<b>107</b>	<b>221</b>	<b>475</b>	<b>11</b>	<b>1.116</b>	<b>2.741</b>
Energia de Conexão - outras Distribuidoras	GWh	2	-	40	4	13	-	3	62	5	11	43	4	13	-	3	79
<b>Energia Faturada</b>	<b>GWh</b>	<b>1.851</b>	<b>2.567</b>	<b>1.017</b>	<b>920</b>	<b>1.861</b>	<b>283</b>	<b>3.816</b>	<b>12.314</b>	<b>1.987</b>	<b>2.691</b>	<b>1.075</b>	<b>961</b>	<b>1.894</b>	<b>321</b>	<b>3.898</b>	<b>12.828</b>
<i>Variação Faturada (%)</i>	%									7,4%	4,9%	5,7%	4,4%	1,8%	13,6%	2,2%	4,2%
Energia de Compensação da Geração Distribuída	GWh	71	80	67	27	39	4	144	432	119	153	119	55	66	8	260	781
<b>Energia Distribuída</b>	<b>GWh</b>	<b>1.922</b>	<b>2.647</b>	<b>1.083</b>	<b>947</b>	<b>1.900</b>	<b>287</b>	<b>3.960</b>	<b>12.747</b>	<b>2.106</b>	<b>2.845</b>	<b>1.194</b>	<b>1.016</b>	<b>1.960</b>	<b>329</b>	<b>4.159</b>	<b>13.609</b>
<i>Variação Distribuída (%)</i>	%									9,6%	7,5%	10,2%	7,3%	3,2%	14,7%	5,0%	6,8%
<b>Número de Consumidores</b>	<b>Mil</b>	<b>2.666</b>	<b>2.915</b>	<b>1.397</b>	<b>1.266</b>	<b>1.837</b>	<b>182</b>	<b>3.279</b>	<b>13.542</b>	<b>2.720</b>	<b>2.973</b>	<b>1.497</b>	<b>1.343</b>	<b>1.909</b>	<b>214</b>	<b>3.333</b>	<b>13.990</b>
<i>Variação Número de Consumidores (%)</i>	%									2,0%	2,0%	7,2%	6,1%	3,9%	17,4%	1,6%	3,3%
Perdas totais	GWh	424	1.031	257	192	303	264	606	3.076	491	1.106	273	228	245	218	723	3.284
<b>Perdas Totais / Injetada Total - 12 meses</b>	<b>%</b>	<b>17,5%</b>	<b>27,7%</b>	<b>18,5%</b>	<b>20,7%</b>	<b>17,0%</b>	<b>48,4%</b>	<b>11,8%</b>	<b>19,5%</b>	<b>17,7%</b>	<b>27,6%</b>	<b>18,0%</b>	<b>18,6%</b>	<b>13,4%</b>	<b>41,5%</b>	<b>12,3%</b>	<b>18,6%</b>
<i>Perdas regulatórias - 12 meses</i>	%	16,9%	27,3%	20,4%	20,9%	11,0%	35,1%	11,9%	18,1%	17,3%	28,2%	20,3%	21,3%	11,0%	33,5%	11,7%	18,4%

## PERDAS (12 meses)

Perdas Totais / Injetada	3T22	2T23	3T23	Regulatório	Δ 3T22	Δ 2T23	Δ Reg.
<b>Consolidado ex GO</b>	22,5%	21,2%	21,1%	20,9%	-1,4%	-0,1%	0,1%
<b>Consolidado</b>	19,5%	18,6%	18,6%	18,4%	-0,9%	0,0%	0,2%
Equatorial Maranhão	17,5%	17,5%	17,7%	17,3%	0,2%	0,2%	0,5%
Equatorial Pará	27,7%	27,6%	27,6%	28,2%	-0,1%	0,0%	-0,7%
Equatorial Piauí	18,5%	18,2%	18,0%	20,3%	-0,4%	-0,1%	-2,3%
Equatorial Alagoas	20,7%	18,3%	18,6%	21,3%	-2,1%	0,3%	-2,7%
CEEE-D	17,0%	14,0%	13,4%	11,0%	-3,6%	-0,6%	2,4%
CEA	48,4%	43,7%	41,5%	33,5%	-6,9%	-2,2%	8,1%
Equatorial Goiás	11,8%	11,9%	12,3%	11,7%	0,5%	0,4%	0,6%

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

**Comentário do Desempenho****SOBRECONTRATAÇÃO (12 meses)**

A seguir, apresentamos a expectativa do nível de sobrecontratação das distribuidoras no 3T23 na visão com e sem ajustes decorrentes da sobrecontratação involuntária.

3T23	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO
Sobrecontratação	100,6%	100,2%	103,4%	105,5%	107,1%	116,0%	108,3%
Sobrecontratação com involuntária	100,6%	100,2%	103,4%	102,9%	103,0%	110,8%	100,2%

**PECLD e ARRECADAÇÃO (12 meses)**

PDD / ROB1 (trimestral)	3T22	3T23	Var.	Arrecadação - IAR (trimestral)	3T22	3T23	Var.
Equatorial Maranhão	1,67%	1,40%	-0,3 p.p	Equatorial Maranhão	98,30%	97,67%	-0,6 p.p
Equatorial Pará	2,27%	2,08%	-0,2 p.p	Equatorial Pará	97,10%	95,10%	-2 p.p
Equatorial Piauí	1,45%	1,44%	0 p.p	Equatorial Piauí	96,80%	102,03%	5,2 p.p
Equatorial Alagoas	2,01%	1,04%	-1 p.p	Equatorial Alagoas	98,80%	99,47%	0,7 p.p
CEEE-D	-0,51%	1,94%	2,4 p.p	Equatorial Rio Grande do sul	102,00%	102,29%	0,3 p.p
CEA	-3,51%	-0,86%	2,6 p.p	Equatorial Amapá	101,20%	94,46%	-6,7 p.p
Equatorial Goiás	0,07%	-0,22%	-0,3 p.p	Equatorial Goiás	103,53%	99,10%	-4,4 p.p
Consolidado	0,92%	1,17%	0,3 p.p	Consolidado	99,93%	98,42%	-1,5 p.p

1 Desconsidera Receita de Construção.

De maneira consolidada, a PECLD do grupo atingiu 1,17%. O nível de PECLD/ROB no Pará sofre impacto do efeito matemático de aumento de faturamento decorrente principalmente do aumento de tarifa e mercado. A reversão da CEA reflete os fortes resultados no processo de regularização e negociação com clientes inadimplentes.

Observando as provisões para a Equatorial Goiás atingem R\$ 6 milhões negativos, que representam -0,2% em percentual da ROB, capturando ganhos com renegociações do período.

Na CEEE-D, a PECLD reflete o impacto da elevação do volume de parcelamentos, fruto da aceleração do programa de combate às perdas. Adicionalmente, os níveis de PECLD dos parcelamentos ainda captura o baixo histórico de recuperação da gestão anterior pela matriz de provisionamento da PECLD. O volume de provisionamento tende a melhorar ao longo dos próximos anos, a medida em que o histórico da gestão atual seja refletido na matriz. Adicionalmente o terceiro trimestre foi marcado por uma série eventos climáticos que afetaram o fornecimento de energia no RS e houve a necessidade de redirecionar os esforços da equipe de cobrança para atendimentos emergenciais.

A arrecadação das companhias finalizou o trimestre em um patamar consolidado de 98,4%, com destaque para o alto nível registrado na Equatorial Piauí e na CEEE-D, ambas acima de 100% e, portanto, com efetiva recuperação de recebíveis em atraso.

**Comentário do Desempenho**DESEMPENHO OPERACIONAL

## DEC e FEC (12 meses)

Distribuidoras	3T22	2T23	3T23	Regulatório	Δ 3T22	Δ 2T23	Δ Regulatório
<b>DEC</b>							
Equatorial Maranhão	28,3	17,3	15,5	14,9	-12,9	-1,9	0,6
Equatorial Pará	19,9	17,4	17,0	23,1	-2,9	-0,4	-6,1
Equatorial Piauí	26,2	23,1	23,6	20,9	-2,6	0,5	2,7
Equatorial Alagoas	22,2	16,2	16,2	15,5	-6,1	-0,1	0,6
CEEE-D	17,8	16,6	16,8	8,7	-1,0	0,2	8,1
CEA	37,6	36,4	35,2	45,1	-2,4	-1,2	-9,9
Equatorial Goiás	20,8	19,9	20,4	11,5	-0,4	0,5	9,0
<b>FEC</b>							
Equatorial Maranhão	9,1	6,8	6,4	8,7	-2,7	-0,4	-2,3
Equatorial Pará	10,0	8,7	8,5	17,7	-1,5	-0,3	-9,2
Equatorial Piauí	12,5	9,5	9,3	14,2	-3,2	-0,2	-4,9
Equatorial Alagoas	8,6	6,9	7,0	13,0	-1,6	0,1	-5,9
CEEE-D	8,5	8,6	8,1	6,4	-0,4	-0,5	1,8
CEA	17,5	16,9	15,9	30,2	-1,6	-1,0	-14,3
Equatorial Goiás	9,4	10,3	10,6	7,8	1,2	0,2	2,8

O nível da qualidade do sistema de distribuição é medido pelos índices de DEC<sup>2</sup> e FEC<sup>3</sup>, ambos no período de 12 meses. De forma geral todas as distribuidoras do grupo apresentaram evoluções significativas na melhoria dos indicadores de continuidade quando comparadas com o 3T22. Destacam-se as distribuidoras dos estados do **Maranhão** (-12,9h) e **Alagoas** (-6,1h), com reduções expressivas do DEC contra o mesmo período do ano anterior. Neste trimestre, tanto a Equatorial Pará quanto a CEA estão enquadradas dentro do limite regulatório, e destacamos que a Equatorial Alagoas se encontra a apenas 0,6h de se enquadrar nesse limite.

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

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

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

## Release de Resultados

## Comentário do Desempenho

## DESEMPENHO FINANCEIRO

## MARGEM BRUTA

Análise da receita	3T22								3T23								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Vendas as classes	1.165	1.905	613	578	1.080	177	2.024	5.517	1.362	2.277	807	744	1.085	260	2.189	8.723	58%	
Renda Não Faturada	4	45	(8)	(16)	(11)	5	25	20	27	44	(9)	10	(5)	6	99	173	767%	
(+) Ult. de demanda / reativo excedente	(3)	(9)	(2)	(3)	(4)	(0)	(16)	(21)	(4)	(20)	(4)	(3)	(4)	(1)	(13)	(49)	130%	
(+) Outras receitas	115	204	91	95	194	33	378	732	222	708	128	144	241	49	467	1.959	168%	
Subvenção baixa renda	75	91	40	33	11	3	26	254	82	111	47	42	14	9	32	336	32%	
Subvenção CDE outros	29	119	18	14	38	24	108	241	30	143	18	20	39	26	124	402	67%	
Uso da rede	38	105	22	37	112	3	190	316	46	128	33	61	134	6	246	655	107%	
Atualização ativo financeiro	(53)	(151)	(3)	(0)	(2)	(0)	(5)	(209)	16	259	1	1	4	0	11	292	-240%	
Bandeira Tarifária	5	8	3	3	5	1	-	25	6	8	3	3	5	1	-	27	8%	
Multa por atraso de pagamento	-	-	-	-	-	-	17	-	13	22	8	6	8	2	18	77	N/A	
(+) Outras receitas operacionais	20	33	11	9	30	3	41	106	28	37	16	12	38	3	36	170	62%	
Uso mútuo de postes e aluguéis	10	16	7	5	24	-	27	62	18	21	6	6	31	2	25	108	73%	
(+) Suprimento	1	1	6	28	56	2	84	94	2	7	8	16	48	5	24	110	18%	
(+) Valores a receber de parcela A	50	104	112	44	65	14	162	388	68	12	14	12	133	20	7	265	-32%	
(+) Receita de construção	286	497	233	110	329	75	542	1.530	324	604	150	166	175	99	386	1.904	24%	
(=) Receita operacional bruta	1.614	2.702	1.052	853	1.719	301	3.173	8.240	1.974	3.587	1.103	1.079	1.678	431	3.061	12.913	57%	
(+) Deduções à receita	(405)	(641)	(255)	(230)	(495)	(63)	(912)	(2.089)	(499)	(808)	(328)	(307)	(477)	(93)	(903)	(3.413)	63%	
PIS/COFINS/ICMS/ISS	(316)	(501)	(196)	(160)	(313)	(45)	(549)	(1.530)	(393)	(647)	(268)	(201)	(294)	(71)	(548)	(2.423)	58%	
Compensações Indicadores de Qualidade	(5)	(5)	(5)	(3)	(6)	-	(23)	(23)	(4)	(6)	(4)	(3)	(7)	(1)	(26)	(50)	116%	
Demais Deduções (CDE e Encargos)	(84)	(136)	(54)	(67)	(177)	(19)	(340)	(537)	(102)	(155)	(55)	(103)	(176)	(20)	(329)	(940)	75%	
(=) Receita operacional líquida	1.208	2.061	797	623	1.224	237	2.262	6.151	1.475	2.779	775	773	1.201	339	2.158	9.500	54%	
(-) Receita de construção	(286)	(497)	(233)	(110)	(329)	(75)	(542)	(1.530)	(324)	(604)	(150)	(166)	(175)	(99)	(386)	(1.904)	24%	
(=) Receita operac. líq. sem rec.de construção	922	1.563	564	513	895	162	1.720	4.621	1.151	2.175	625	607	1.026	240	1.772	7.597	64%	
(-) Energia comprada e transporte e Encargos	(514)	(804)	(319)	(314)	(665)	(111)	(1.172)	(2.726)	(609)	(895)	(338)	(334)	(717)	(127)	(1.037)	(4.058)	49%	
(=) Margem Bruta	408	759	245	200	230	51	548	1.894	543	1.280	287	273	309	113	735	3.539	87%	
(+) Não-Recorrentes	9	18	-	-	(14)	18	-	31	34	20	-	(25)	-	-	(62)	(34)	-210%	
(-) VNR	53	151	3	0	2	0	5	209	(16)	(259)	(1)	(1)	(4)	(0)	(11)	(292)	-240%	
(=) Margem Bruta Ajustada	471	928	249	200	218	69	553	2.135	560	1.041	285	247	305	112	662	3.213	50%	
	Δ% Margem Bruta Ajustada																	
									19,0%	12,2%	14,8%	23,5%	39,9%	62,0%	19,7%	50,5%		

No 3T23, a Margem Bruta ajustada das distribuidoras ex-VNR alcançou R\$ 3,2 bilhões, 50,4% maior do que o mesmo período do ano anterior, influenciado principalmente pela consolidação da Equatorial Goiás, que adicionou R\$ 662 milhões na margem bruta do trimestre. Desconsiderando esse valor, o crescimento da margem bruta seria de 19,4%, ou R\$ 415 milhões, demonstrando os ganhos com maior volume de mercado em todas as concessões, redução de perdas nas concessões do Amapá, RS e Alagoas e maior tarifa em nossas concessões.

É importante destacar que, apesar da coluna da Equatorial Goiás na tabela do 3T22, seu resultado não está sendo considerado no somatório total, que apresenta a soma apenas dos ativos que estavam consolidados na época.

Adicionalmente, a partir do 1T23, houve um aperfeiçoamento de práticas contábeis e os valores de multas por atraso de pagamento passaram a compor a conta de outras receitas operacionais, enquanto nos trimestres anteriores essa linha transitava pelo resultado financeiro. No 3T23, esse valor foi de R\$ 77 milhões.

Vale ressaltar que neste trimestre os valores da atualização do ativo financeiro na Equatorial Pará apresentaram aumento referente a atualização da base de ativos feita na revisão tarifária, que foi homologada em agosto.

## Comentário do Desempenho

## DESPESAS OPERACIONAIS – PMSO/CONSUMIDOR

Custos Operacionais	3T22								3T23								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Pessoal	39	44	19	19	54	(12)	40	162	55	42	26	21	58	7	37	245	51%	
(+) Material	6	7	5	2	3	3	7	26	3	3	2	2	0	(0)	19	29	10%	
(+) Serviço de terceiros	86	121	56	42	69	(35)	209	339	103	125	56	46	79	25	230	664	96%	
(+) Outros	24	5	3	1	2	(3)	15	32	4	0	2	0	16	0	8	31	-3%	
(=) PMSO Reportado	155	176	82	64	128	(47)	271	558	165	169	87	69	153	32	293	969	74%	
Ajustes	(21)	-	-	-	9	86	-	74	-	-	-	-	(8)	-	(7)	(15)	-120%	
PMSO Ajustado	135	176	82	64	137	39	271	632	165	169	87	69	145	32	287	954	51%	
PECLD e perdas	22	50	12	15	(7)	(8)	2	84	23	62	14	10	29	(3)	(6)	129	53%	
% Receita bruta (s/ receita de construção)	1,7%	2,3%	1,5%	2,0%	-0,5%	-3,5%	0,1%	0,9%	1,4%	2,1%	1,4%	1,0%	1,9%	-0,9%	-0,2%	1,2%		
Provisões para contingências	4	5	2	3	12	2	18	28	4	1	(0)	2	21	1	19	48	74%	
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNAC	-	-	-	-	-	-	33	-	-	-	-	-	-	-	45	45	N/A	
(+) Provisões	26	55	13	18	5	(6)	53	112	27	63	13	11	50	(2)	59	222	99%	
(+) Sistemas Isolados e Subv. CCC	-	(3)	-	-	-	2	-	(2)	-	1	-	-	-	3	-	5	-400%	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	7	24	3	14	(1)	34	14	80	31	54	6	4	2	0	20	117	47%	
(+) Depreciação e amortização	57	94	26	20	41	5	102	243	62	104	37	24	31	9	153	420	73%	
(=) Custos e despesas gerenciais	245	345	124	115	172	(12)	440	991	285	391	143	109	236	44	526	1.733	75%	
PMSO Ajustado/Consumidor (12m)	214	231	239	209	307	687	377	247	235	217	213	204	302	620	406	282		
Δ% PMSO por Consumidor									10,0%	-6,2%	-10,6%	-2,4%	-1,5%	-9,7%	7,8%	14,1%		

## MARANHÃO

No comparativo entre trimestres, o PMSO Ajustado/Consumidor, na visão 12 meses, cresceu 10,0%, totalizando R\$ 235. Já o PMSO ajustado do período totalizou R\$ 165 milhões, com um aumento de 22,0% entre trimestres, ou R\$ 30 milhões.

O aumento do PMSO em bases ajustadas é resultado principalmente das contas de **Pessoal** e **Serviços de Terceiros**, que apresentaram aumentos de R\$ 15,7 milhões e R\$ 17,2 milhões, respectivamente, decorrentes dos efeitos de reajustes de salários e benefícios, além do maior *headcount* no período e da contabilização dos pagamentos de *stock options* e *phantom shares* na linha de **Pessoal**. Na conta de **Serviços de Terceiros**, a variação é resultado principalmente do efeito de classificação de despesas de licenças de software para investimentos que beneficiaram o resultado do 3T22 e com a mobilização de equipes ligadas ao plano DEC. Vale ressaltar que, neste trimestre, os valores de Outras Receitas e Despesas foram maiores pela baixa não recorrente de ativos de trimestres anteriores, que transitam pela linha.

No 3T23, as Perdas Esperadas para Créditos de Liquidação Duvidosa (**PECLD**) provisionadas no período mantiveram-se estáveis comparado ao 3T22, totalizando R\$ 23 milhões, um aumento de R\$ 1 milhão.

## PARÁ

No 3T23, o PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 217, uma redução de 6,2% em relação ao 3T22.

O PMSO ajustado alcançou R\$ 169 milhões, uma redução de R\$ 6,7 milhões (-3,8%) em relação ao 3T22. A redução vem principalmente das linhas de **Pessoal**, efeito do ajuste de critério de compartilhamento das despesas com outras distribuidoras, **Material**, que reduziu R\$ 4,5 milhões devido ao menor número de ocorrências no período, e na linha de **Outros**, também com redução R\$ 4,5 milhões, que é ligada principalmente a menor destinação de recursos a publicidade e propagandas. Vale ressaltar que, neste trimestre, os valores de Outras Receitas e Despesas foram maiores pela baixa não recorrente de ativos de trimestres anteriores, que transitam pela linha.

No 3T23, a **PECLD** alcançou R\$ 62 milhões, R\$ 12 milhões maior, decorrente do maior nível de inadimplência com clientes residenciais e baixa renda.

## PIAUI

## Comentário do Desempenho

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 213, uma redução de 10,8% versus o 3T22. O PMSO ajustado do trimestre aumentou 6,0%, ou R\$ 4,9 milhões quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

A variação do trimestre ficou concentrada na linha de **Pessoal**, que variou R\$ 7,5 milhões, impactada principalmente pelo ajuste nos critérios de rateio de compartilhamento no grupo, no valor de R\$ 5,0 milhões, e da contabilização dos pagamentos de *stock options* e *phantom shares* em menor grau. Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 2,8 milhões em **Materiais**, devido a aquisição de materiais e equipamentos realizados no 3T22 para melhora de indicadores de qualidade e de telecomunicação para equipes de leitura e cobrança.

No 3T23, a **PECLD** registrou provisão de R\$ 14 milhões, R\$ 1,9 milhão maior que no 3T22. A variação é explicada pela negociação pontual com uma prefeitura realizada no mesmo período de 2022, o que não se repetiu em 2023.

### ALAGOAS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 204, valor 2,4% menor que o 3T22.

No 3T23, o PMSO ajustado aumentou 7,9%, ou R\$ 5,1 milhões, impactado principalmente pela linha de **Serviços de Terceiros**, que teve um aumento de R\$ 4,3 milhões comem função do aumento dos serviços de manutenção de , implantação de novos serviços no suporte de atendimento e call center e intensificação do uso de ferramentas de cobrança, e na linha de **Pessoal**, que teve um incremento de R\$ 2,4 milhões, explicado pelo efeito de dissídio e aumento de despesas de SOP e Phantom.

A **PECLD** registrou provisão de R\$ 10 milhões, R\$ 5,4 milhões menor que o mesmo período do ano anterior, refletindo redução no volume de faturamento retroativo referente ao programa de combate às perdas registrado no período.

### CEEE-D

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 302, uma redução de 1,5% versus o 3T22.

No trimestre, o PMSO ajustado do Rio Grande do Sul totalizou R\$ 145 milhões, um aumento de 6,3% (R\$ 8,6 milhões) em relação ao 3T22. O aumento ocorre, principalmente, na linha de **Pessoal**, em R\$ 3,9 milhões entre trimestres, referente ao efeito do compartilhamento entre as empresas e das despesas com plano de saúde, e na linha de **Ou-tros**, que reflete a regularização da base de contratos de aluguel em função do IFRS 16 (R\$ 8 milhões), e em menor grau indenização de consumidores e o consumo próprio de energia.

A **PECLD** atingiu R\$ 29 milhões, concentrada principalmente nas classes residencial, devido ao provisionamento referente as renegociações realizadas no 3T22 e que contabilmente ainda capturam o baixo histórico de recuperação da gestão anterior. Estes percentuais de provisionamento devem normalizar na matriz de provisão, a medida em que a performance atual de recuperação seja refletida nas atualizações anuais da matriz. Ademais, o trimestre também é impactado pelo remanejamento das equipes de corte para atendimento de plantões emergenciais durante os eventos climáticos que ocorreram no Rio Grande do Sul nos meses de agosto e setembro.

### CEA

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) registrou R\$ 620, valor 9,7% menor que o 3T22.



## Release de Resultados

## Comentário do Desempenho

O PMSO ajustado no 3T23 da CEA foi de R\$ 32 milhões, R\$ 6,4 milhões menor que o registrado no 3T22. A redução vem das linhas de **Pessoal** (R\$ 6,9 milhões) e **Materiais** (R\$ 2,9 milhões), fruto do processo de turaround. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela linha de **Serviços de Terceiros**, que apresentou um aumento de R\$ 4,3 milhões referentes a mobilização de equipes na concessão com foco na melhoria na qualidade do fornecimento.

Por fim, no 3T23 a **PECLD** registrou reversão de R\$ 3 milhões, refletindo os fortes resultados no processo de regularização e negociação com clientes inadimplentes.

## GOIÁS

O PMSO Ajustado/Consumidor (12 meses) foi de R\$ 406 no 3T23.

No 3T23, o PMSO ajustado foi de R\$ 287 milhões. É importante destacar que tanto este trimestre como os próximos devem apresentar volatilidade nas despesas operacionais devido ao processo de padronização das estruturas e processos da empresa ao modelo de gestão do grupo. As principais variações entre trimestres se concentram nas linhas de Material, R\$ 12,4 milhões superior, relacionado a maior volumetria dos serviços de manutenção da rede de distribuição, e na linha de **Serviços de Terceiros**, que aumentou de R\$ 9,6 milhões, devido principalmente ao reconhecimento de despesas não provisionadas de contratos anteriores. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela conta de **Outros** no valor de R\$ 6,7 milhões, refletindo o fim do antigo contrato de compartilhamento da companhia e menores despesas com aluguéis de imóveis.

A **PECLD** registrou reversão de R\$ 6 milhões, e deve mostrar volatilidade nos próximos trimestres devido a padronização ao modelo de provisão do grupo e renegociações com clientes. Neste trimestre, as provisões para contingências de FUNAC foram de R\$ 45 milhões, referentes ao trabalho de atualização e revisão da matriz de processos da companhia, que segue em andamento.

## EBITDA

Recomposição EBITDA	3T22								3T23								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	93	368	72	76	(9)	171	(146)	771	203	678	62	117	(102)	7	(79)	885	14,8%	
(+) Impostos sobre o Lucro	17	32	17	14	(1)	43	(70)	122	38	170	13	25	-	(4)	(40)	202	65,1%	
(+) Resultado Financeiro	52	14	32	(5)	68	(151)	324	10	17	41	69	23	175	66	328	718	7062,2%	
(+) Depreciação e Amortização	57	94	26	20	41	5	102	243	62	104	37	24	31	9	153	420	72,9%	
(-) EBITDA societário (CVM)*	220	508	147	104	99	68	210	1.146	320	992	180	188	104	78	362	2.225	94,1%	
(+) Outras receitas/despesas operacionais	7	24	3	14	(1)	34	14	80	31	54	6	4	2	0	20	117	47,3%	
(+) Impactos Margem Bruta	9	18	-	-	(14)	18	-	31	34	18	-	(25)	-	-	(62)	(35)	-214,2%	
(+) Ajustes de PMSO	21	-	-	-	(9)	(86)	-	(74)	-	-	-	-	8	-	7	15	-119,9%	
(+) Ajustes Provisões	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A	
(-) VNR	53	151	3	0	2	0	5	209	(16)	(259)	(1)	(1)	(4)	(0)	(11)	(292)	-239,6%	
(-) EBITDA societário ajustado	309	700	153	118	77	35	229	1.392	368	805	185	166	110	78	316	2.030	45,8%	
									19,0%	15,1%	21,0%	40,9%	43,1%	126,1%	37,9%	45,8%		

\*Calculado em conformidade com a instrução CVM 527/12

## MARANHÃO

No 3T23, o EBITDA ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 368 milhões, 19,0% maior do que o 3T22. Essa variação é resultado, principalmente, da melhora na margem bruta de R\$ 89 milhões, que teve ganhos principalmente em função do crescimento de mercado (R\$ 33 milhões), crescimento de tarifa fio-B (R\$ 16 milhões) e renda não faturada de R\$ 23 milhões e foi parcialmente compensada pelo aumento de PMSO da companhia no trimestre.

## Comentário do Desempenho

### PARÁ

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes atingiu R\$ 805 milhões, um aumento de 15,1%. O aumento do EBITDA é justificado pelo aumento da margem bruta de R\$ 112 milhões no trimestre, impactado principalmente pelo crescimento de mercado do período (R\$ 47 milhões), em conjunto com a melhora do PMSO no período, que neste trimestre apresentou trajetória de queda e contribuiu para o resultado com R\$ 7 milhões.

### PIAUI

No Piauí, o EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e não caixa atingiu R\$ 185 milhões, 21,0% maior, ou R\$ 32 milhões, quando comparado com o mesmo período do ano anterior. O resultado decorre principalmente do aumento da margem bruta em R\$ 37 milhões no trimestre, onde destaca-se o impacto do aumento do mercado, que adicionou R\$ 15 milhões na margem e pelo crescimento da tarifa fio-b, que cresceu R\$ 9 milhões.

### ALAGOAS

O EBITDA Ajustado por VNR e efeitos não recorrentes de Alagoas atingiu R\$ 166 milhões, com um aumento de R\$ 48 milhões, 40,9% superior ao resultado do 3T22, resultado do aumento da margem bruta que foi R\$ 47 milhões superior entre trimestres, onde R\$ 8 milhões são resultantes do aumento de mercado faturado no período e renda não faturada de R\$ 26 milhões.

### CEEE-D

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR do Rio Grande do Sul atingiu R\$ 110 milhões no trimestre, R\$ 33 milhões a mais do que no 3T22, efeito explicado principalmente pela margem bruta que cresceu R\$ 87 milhões no período, com um mercado R\$ 4 milhões maior, uma tarifa fio-b que contribuiu com R\$ 24 milhões e um efeito da melhora de perdas de R\$ 19 milhões e que foi parcialmente compensado pelo aumento da PECLD em R\$ 45 milhões.

### CEA

O EBITDA Ajustado da CEA atingiu R\$ 78 milhões, um aumento de R\$ 44 milhões entre trimestres. Na CEA, o EBITDA tem como principal explicação o aumento da margem, que contribuiu com R\$ 43 milhões, em função do crescimento de mercado, no valor de R\$ 10 milhões, da melhora de perdas, em R\$ 10 milhões, e os ganhos com sobrecontratação, que adicionaram R\$ 6 milhões no período.

### GOIÁS

O EBITDA ajustado por efeitos não recorrentes e VNR da Equatorial Goiás atingiu R\$ 316 milhões, com um aumento de R\$ 87 milhões, ou 37,9% em relação ao 3T22, refletindo o crescimento da margem bruta ajustada em R\$ 109 milhões, ainda que parcialmente compensado pelo aumento no PMSO ajustado.

É importante destacar que, tanto este trimestre, como os próximos devem apresentar volatilidade no resultado devido ao processo de turnaround.

## Release de Resultados

## Comentário do Desempenho

## EFEITOS NÃO RECORRENTES EBITDA

Não Recorrentes	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	3T23 Total
Efeito Postergação RTP / RTA	-	-	-	(25)	-	-	-	(25)
<b>Receita Operacional</b>	-	-	-	(25)	-	-	-	(25)
<b>Deduções da receita operacional</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Receita operacional líquida</b>	-	-	-	(25)	-	-	-	(25)
Ajustes - RTA e RTP	24	20	-	-	-	-	-	43
Parcela A sem CVA correspondente	-	-	-	-	-	-	(62)	(62)
Retroativo - P&D e PEE	10	-	-	-	-	-	-	10
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	34	20	-	-	-	-	(62)	(9)
<b>Margem Bruta</b>	34	20	-	(25)	-	-	(62)	(34)
Reclassificações de investimentos	-	-	-	-	-	-	7	7
Ajuste de amortização de contrato - IFRS 16	-	-	-	-	4	-	-	4
Baixa de Ativos	-	-	-	-	4	-	-	4
<b>Custos e Despesas Operacionais</b>	-	-	-	-	8	-	7	15
<b>Outras receitas/despesas operacionais</b>	31	54	6	4	2	0	20	117
<b>VNR</b>	(16)	(259)	(1)	(1)	(4)	(0)	(11)	(292)
<b>Ajustes Totais EBITDA</b>	48	(186)	5	(22)	6	0	(46)	(194)

## RESULTADO FINANCEIRO

O segmento de distribuição encerrou o 3T23 com um resultado financeiro líquido em R\$ 718 milhões negativos.

Resultado Financeiro	3T22								3T23								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total		
R\$ milhões																		
(+) Rendas Financeiras	43	62	35	30	18	7	58	195	31	52	15	9	43	4	29	183	-6,1%	
(+) Acréscimo Moratório - Venda de Energia	29	43	31	13	114	5	19	235	18	27	13	8	17	2	14	99	-57,7%	
(+) Operações de Swap	(1)	6	(2)	-	(1)	(0)	(191)	1	1	14	3	5	2	8	(1)	31	3864,2%	
(+) Var. Cambial sobre dívida	(11)	(13)	(15)	-	(15)	(15)	72	(68)	(12)	(38)	(22)	(13)	(30)	(29)	3	(142)	108,3%	
(+) Var. Cambial sobre dívida - RJ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	6	N/A	
(+) Juros e VM sobre Dívida	(47)	(84)	(77)	(45)	(72)	(23)	(172)	(348)	(44)	(106)	(62)	(34)	(108)	(34)	(300)	(688)	97,9%	
(+) Variações Monetárias e Cambiais - Caução STN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	N/A	
(+) Encargos CVA	9	17	7	7	(7)	(10)	(57)	22	(4)	10	6	2	(13)	2	5	8	-64,1%	
(+) Juros e VM sobre Dívida RJ	-	(12)	-	-	-	-	-	(12)	-	(15)	-	-	-	-	-	(15)	17,8%	
(+) AVP sobre Dívida RJ	-	(5)	-	-	-	-	-	(5)	-	(5)	-	-	-	-	-	(5)	0,0%	
(+) Ajuste a Valor Presente	-	-	(4)	(0)	6	-	-	2	1	12	(5)	(0)	3	(3)	-	8	404,7%	
(+) Contingências	(3)	(1)	1	3	(10)	(1)	(17)	(11)	(2)	(6)	(1)	(0)	(12)	(5)	(40)	(68)	503,6%	
(+) Outras Receitas	3	10	(3)	2	1	205	(3)	218	1	8	5	5	6	0	(1)	24	-89,1%	
(+) Outras Despesas	(74)	(36)	(6)	(4)	(102)	(16)	(34)	(238)	(5)	0	(20)	(3)	(82)	(12)	(37)	(160)	-32,9%	
<b>(=) Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(52)</b>	<b>(14)</b>	<b>(32)</b>	<b>5</b>	<b>(68)</b>	<b>151</b>	<b>(324)</b>	<b>(10)</b>	<b>(17)</b>	<b>(41)</b>	<b>(69)</b>	<b>(23)</b>	<b>(175)</b>	<b>(66)</b>	<b>(328)</b>	<b>(718)</b>	<b>7062,2%</b>	
Não Recorrentes	62	20	-	-	-	(191)	-	(109)	(2)	(24)	(3)	(8)	-	-	-	(37)	-65,9%	
<b>(=) Resultado Financeiro Líquido Ajustado</b>	<b>9</b>	<b>7</b>	<b>(32)</b>	<b>5</b>	<b>(68)</b>	<b>(40)</b>	<b>(324)</b>	<b>(119)</b>	<b>(19)</b>	<b>(65)</b>	<b>(72)</b>	<b>(31)</b>	<b>(175)</b>	<b>(66)</b>	<b>(328)</b>	<b>(755)</b>	<b>534,8%</b>	
Δ%									-301,7%	-1086,9%	122,7%	-684,5%	157,1%	65,7%	1,2%	534,8%		

O resultado financeiro ajustado alcançou R\$ 755 milhões no trimestre. Desconsiderando o valor ajustado adicionado pela Equatorial Goiás no montante de R\$ 328 milhões, o resultado seria de R\$ 427 milhões negativos, com crescimento de 259,1% em relação ao 3T22, principalmente impactado pelo aumento da dívida bruta de distribuição, que desconsiderando a Equatorial Goiás, aumentou R\$ 2.763 milhões e pela reclassificação das receitas com multas de atraso de pagamento, que agora compõe a receita no valor de R\$ 77 milhões.

## Release de Resultados

## Comentário do Desempenho

## LUCRO LÍQUIDO

Lucro Líquido	3T22								3T23								Δ%
	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	MA	PA	PI	AL	CEEE-D	CEA	GO	Total	
R\$ milhões																	
(+) Lucro Líquido	93	368	72	76	(9)	171	(146)	771	203	678	62	117	(102)	7	(79)	885	14,8%
(+) Impacto EBITDA (líquido de IR)	30	18	-	-	(23)	(68)	-	(43)	34	20	-	(25)	8	-	(55)	(19)	-56,1%
(+) Efeito IR e CSLL	9	(6)	-	-	2	79	-	84	9	3	(0)	1	-	-	-	14	-83,7%
(+) Depreciação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4)	-	-	(4)	N/A
(+) Ajustes do Resultado Financeiro	62	20	-	-	-	(191)	-	(109)	(2)	(24)	(3)	(8)	-	-	-	(37)	-65,9%
(=) Lucro Líquido Ajustado	194	399	72	76	(29)	(9)	(146)	703	243	676	59	85	(98)	7	(134)	838	19,3%
									25,7%	69,3%	-17,9%	11,9%	234,9%	-182,9%	-8,1%	19,3%	

## INVESTIMENTOS

Investimentos Distribuidoras	3T22								3T23								Δ%	
	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total	MA	PA	PI	AL	RS	AP	GO	Total		
R\$ milhões																		
Ativos elétricos	250	344	174	91	291	130	-	1.281	176	305	118	161	154	67	331	1.311	2,3%	
Obrigações especiais	14	138	27	-	20	2	-	200	3	281	23	1	2	26	-	4	333	66,6%
Ativos não elétricos	22	15	17	19	31	52	-	156	44	18	10	4	19	6	79	180	15,1%	
Total	286	497	218	110	342	184	-	1.637	223	604	150	166	175	99	406	1.824	11,4%	
									-22,0%	21,4%	-30,9%	51,0%	-48,8%	-46,3%	N/A	11,4%		

No 3T23, os investimentos em distribuição totalizaram R\$ 1.824 milhões, volume 11,4% superior ao executado no mesmo período de 2022. Excluindo os efeitos da consolidação da Equatorial Goiás, os investimentos em Distribuição seriam 13,4% menores, ou R\$ 220 milhões, arrefecimento natural após ultrapassar a data de corte da base de remuneração de algumas distribuidoras.

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

**Comentário do Desempenho**TRANSMISSÃODESEMPENHO FINANCEIRO**TRANSMISSÃO CONSOLIDADO (INTESA + SPEs)**

<b>Demonstração de Resultado - Regulatório - R\$ milhões</b>	<b>3T22</b>	<b>3T23</b>	<b>Δ%</b>
Receita líquida	327	337	3,1%
Custos e despesas operacionais	(22)	(30)	39,1%
Custos de infraestrutura	-	-	N/A
<b>EBITDA Regulatório</b>	<b>305</b>	<b>307</b>	<b>0,6%</b>
<b>Margem EBITDA</b>	<b>93%</b>	<b>91%</b>	<b>-2,5%</b>
Depreciação / amortização	(213)	(116)	-45,5%
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>92</b>	<b>191</b>	<b>106,6%</b>
Resultado financeiro	(30)	(68)	126,0%
Impostos	(20)	(21)	3,7%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>42</b>	<b>102</b>	<b>141,1%</b>
<b>Endividamento</b>	<b>3T22</b>	<b>3T23</b>	<b>Δ%</b>
Dívida Líquida	5.177	4.988	-3,6%
Volume de dívida (Empréstimos + Debêntures)	6.277	6.402	2,0%
Disponibilidades	1.100	1.414	28,5%

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

## Comentário do Desempenho

## EQUATORIAL TRANSMISSÃO – SPEs 01 a 08

O resultado regulatório do 3T23 trouxe uma receita líquida de R\$ 310,4 milhões, um aumento de 10,1% em relação ao 3T22, resultado do reajuste da RAP para o ciclo de 22/23 de 3,94% para as SPEs 1 a 8, e da antecipação de receitas recebidas no trimestre.

Os custos e despesas operacionais totalizaram R\$ 26,2 milhões, R\$ 9,5 milhões maior que o 3T22, dos quais R\$ 5,5 milhões estão relacionados a um incidente na SPE 7. O EBITDA regulatório atingiu R\$ 284,1 milhões, com margem de 91,5%.

O resultado financeiro piorou 126% em função principalmente do aumento dos encargos decorrentes da diferença de IPCA entre trimestres, que corrige a grande maioria das dívidas da transmissão.

A redução da depreciação no período é resultado valor retroativo de amortização de ágio da Echoenergia reconhecido no 3T22, no valor de R\$ 96 milhões, referente a amortização dos meses de abril a junho de 2022. Desconsiderando esse efeito, a depreciação do período teria ficado em linha com o mesmo período do ano anterior.

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)	3T22		3T22 Societário	3T23		3T23 Societário
	Regulatório	Ajustes		Regulatório	Ajustes	
<b>Receita operacional</b>	<b>312.548</b>	<b>(8.818)</b>	<b>303.730</b>	<b>342.075</b>	<b>(233.298)</b>	<b>435.890</b>
Transmissão de energia	327.714	- 327.714	-	342.075	- 342.075	-
Receita de Operação e Manutenção	-	21.229	21.229	-	47.765	47.765
Receita de construção	-	-	-	-	61.013	61.013
Receita Ativo de Contrato	-	313.670	313.670	-	-	327.112
Outras receitas	- 15.166	- 16.003	- 31.169	-	-	-
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(30.559)</b>	<b>10.944</b>	<b>(19.615)</b>	<b>(31.704)</b>	<b>6.091</b>	<b>(25.613)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>281.989</b>	<b>2.126</b>	<b>284.115</b>	<b>310.372</b>	<b>99.905</b>	<b>410.276</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>-</b>	<b>38.367</b>	<b>38.367</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Variação da margem do ativo de contrato	-	38.367	38.367	-	-	-
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>281.989</b>	<b>40.493</b>	<b>322.482</b>	<b>310.372</b>	<b>99.905</b>	<b>410.276</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(16.652)</b>	<b>(4.694)</b>	<b>(21.346)</b>	<b>(26.227)</b>	<b>(53.518)</b>	<b>(79.745)</b>
Pessoal	(8.889)	0	(8.889)	(11.124)	65	(11.058)
Material	(289)	-	(289)	(12.080)	11.747	(334)
Serviço de terceiros	(8.122)	(4.698)	(12.820)	(345)	(12.566)	(12.912)
Custo de construção	-	1	1	-	(53.586)	(53.586)
Outros	649	2	651	(2.678)	823	(1.855)
<b>EBITDA</b>	<b>265.337</b>	<b>35.799</b>	<b>301.136</b>	<b>284.144</b>	<b>46.387</b>	<b>330.531</b>
Depreciação e amortização	(206.696)	134.504	(72.192)	(109.899)	38.548	(71.351)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>58.641</b>	<b>170.303</b>	<b>228.944</b>	<b>174.245</b>	<b>84.935</b>	<b>259.180</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(18.967)</b>	<b>1</b>	<b>(18.966)</b>	<b>(58.517)</b>	<b>(4)</b>	<b>(58.522)</b>
Receitas financeiras	28.621	0	28.621	45.372	0	45.372
Despesas financeiras	(47.587)	0	(47.587)	(103.889)	(4)	(103.893)
<b>Resultado antes do imposto de renda</b>	<b>39.675</b>	<b>170.303</b>	<b>209.978</b>	<b>115.728</b>	<b>84.931</b>	<b>200.659</b>
Imposto de renda e contribuição social	(66.051)	(2)	(66.053)	(18.575)	(48.058)	(66.632)
Subvenção do imposto de renda	49.564	-	49.564	-	43.362	43.362
Impostos diferidos	-	(32.175)	(32.175)	-	(30.787)	(30.787)
<b>Resultado do exercício</b>	<b>23.188</b>	<b>138.126</b>	<b>161.314</b>	<b>97.153</b>	<b>49.448</b>	<b>146.601</b>

## Comentário do Desempenho

## INTESA

A Receita líquida regulatória da Intesa foi de R\$ 26,6 milhões no 3T23, 42,8% abaixo do apresentado no 3T22, decorrente do reajuste da RAP para o ciclo de 23/24 onde ocorreu a redução da RAP original da INTESA em 50%, que gerou um efeito médio de reajuste de -37,9%.

Os custos e despesas operacionais atingiram R\$ 3,8 milhões, 22,7% abaixo do observado no 3T22, fruto do compartilhamento das despesas. O EBITDA atingiu R\$ 22,7 milhões no 3T23, como uma margem EBITDA de 85,5%.

Demonstração do resultado (R\$ mil)	3T22		3T22 Societário	3T23		3T23 Societário
	Regulatório	Ajustes		Regulatório	Ajustes	
<b>Receita operacional</b>	<b>50.886</b>	<b>(3.957)</b>	<b>46.929</b>	<b>31.734</b>	<b>13.762</b>	<b>45.496</b>
Transmissão de energia	51.114	- 51.114	-	31.448	- 31.448	-
Receita de Operação e Manutenção	-	7.409	7.409	-	2.800	2.800
Receita Ativo de Contrato	-	37.133	37.133	-	41.791	41.791
Ativo de contrato - Ganho de realização	-	-	-	426	426	-
Outras receitas	- 228	2.615	2.387	712	194	905
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(6.205)</b>	<b>1.342</b>	<b>(4.863)</b>	<b>(5.164)</b>	<b>1.564</b>	<b>(3.600)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>44.681</b>	<b>(2.615)</b>	<b>42.066</b>	<b>26.570</b>	<b>15.326</b>	<b>41.896</b>
<b>Custo do serviço de energia elétrica</b>	<b>-</b>	<b>(12.121)</b>	<b>(12.121)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Variação da margem do ativo de contrato	-	(12.121)	(12.121)	-	-	-
<b>Margem Bruta Operacional</b>	<b>44.681</b>	<b>(14.736)</b>	<b>29.945</b>	<b>26.570</b>	<b>15.326</b>	<b>41.896</b>
<b>Custo/despesa operacional</b>	<b>(4.967)</b>	<b>(2.709)</b>	<b>(7.676)</b>	<b>(3.839)</b>	<b>(146)</b>	<b>(3.986)</b>
Pessoal	(1.348)	0	(1.348)	(1.173)	(0)	(1.173)
Material	(296)	-	(296)	(6.058)	5.738	(320)
Serviço de terceiros	(3.238)	(2.709)	(5.947)	3.436	(5.739)	(2.303)
Custo de construção	-	-	-	-	(145)	(145)
Outros	(84)	(1)	(85)	(44)	0	(44)
<b>EBITDA</b>	<b>39.714</b>	<b>(17.445)</b>	<b>22.269</b>	<b>22.731</b>	<b>15.180</b>	<b>37.910</b>
Depreciação e amortização	(5.886)	5.886	-	(5.899)	5.897	(1)
<b>Resultado do serviço</b>	<b>33.828</b>	<b>(11.559)</b>	<b>22.269</b>	<b>16.832</b>	<b>21.077</b>	<b>37.909</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(11.224)</b>	<b>0</b>	<b>(11.224)</b>	<b>(9.699)</b>	<b>0</b>	<b>(9.699)</b>
Receitas financeiras	4.978	0	4.978	7.625	0	7.625
Despesas financeiras	(16.202)	-	(16.202)	(17.324)	(0)	(17.324)
<b>Resultado antes do imposto de renda</b>	<b>22.604</b>	<b>(11.559)</b>	<b>11.045</b>	<b>7.133</b>	<b>21.077</b>	<b>28.210</b>
Imposto de renda e contribuição social	(5.435)	-	(5.435)	(2.030)	(3.725)	(5.755)
Subvenção do imposto de renda	2.057	-	2.057	-	3.725	3.725
Incentivos fiscais	-	-	-	-	(4.417)	(4.417)
Impostos diferidos	-	(1.686)	1.686	-	-	-
<b>Resultado do exercício</b>	<b>19.226</b>	<b>(9.873)</b>	<b>9.353</b>	<b>5.103</b>	<b>16.660</b>	<b>21.763</b>

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

**Comentário do Desempenho**RENOVÁVEISDESEMPENHO OPERACIONAL

Dados Operacionais	3T22	3T23	Δ%
Velocidade do Vento (m/s)	8,26	8,32	0,7%
Energia Gerada líquida (GWh)*	1.432,4	1.185,9	-17,2%
Energia Gerada líquida (GWh) - 12 meses*	4.517,0	4.521,8	0,1%
Disponibilidade Técnica - 12 meses	96,8%	95,8%	-1,0%

\* Valores medidos no centro de gravidade.

**GERAÇÃO EÓLICA**

No 3T23, a geração eólica líquida foi de 1.185,9 GWh, uma queda de 17,2% quando comparado ao mesmo período do ano anterior (1.432,4 GWh no 3T22).

O nível de disponibilidade reflete o planejamento das paradas para manutenção das máquinas em Echo 2. Desconsiderando o ativo de Echo 2, a disponibilidade técnica ajustada do portfólio seria de 97,0% no 3T23 vs. 96,9% no 3T22.

Abaixo, destacamos as principais variações entre os períodos:

**Ventos de Tianguá:** a geração no complexo totalizou 121,01 GWh no 3T23, 9,9% inferior ao 3T22 (134,4 GWh), mesmo que a velocidade do vento tenha sido 11,8% superior ao mesmo período do ano passado. Destaca-se que as limitações de geração requisitadas pelo ONS tiveram impacto significativo no resultado (para mais detalhes ver a seção Constrained-off);

**Serra do Mel 1 e 2:** composto pelos projetos Echo 3, 6, 7, 8, 9 e 10, a geração do complexo totalizou 440,05 GWh, redução de 25,8% comparado ao 3T22 (593 GWh), mesmo que a velocidade do vento tenha sido 2,7% superior ao mesmo período do ano passado. Destaca-se que as limitações de geração requisitadas pelo ONS tiveram impacto significativo no resultado (para mais detalhes ver a seção Constrained-off);

**Echo 1, 2, 4 e 5:** a geração nesses projetos totalizou 516,25 GWh no 3T23, 17,0% inferior ao 3T22 (622,07 GWh) e a velocidade do vento foi 2,8% inferior (9,11 m/s no 3T23 vs. 9,37 m/s no 3T22), influenciada pela manutenção de dois aerogeradores de Echo 2 (15,2 GWh) e pelo *curtailment*, que em todos os clusters teve um impacto total de 16,5 GWh;

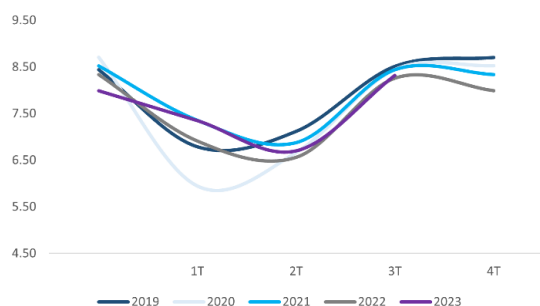
**Ventos de São Clemente:** a geração no complexo totalizou 202,3 GWh no 3T23, 5,5% inferior ao 3T22 (213,97 GWh). A velocidade do vento na região foi 1,3% inferior (6,99 m/s no 3T23 vs. 7,08 m/s no 3T22).



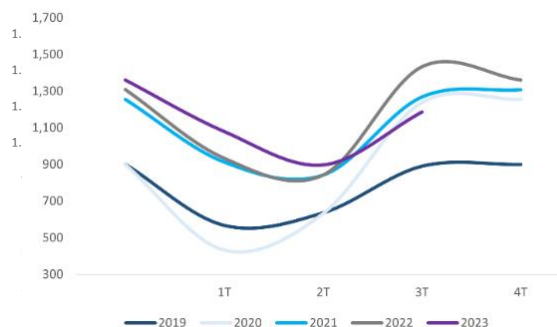
**Comentário do Desempenho**

**INDICADORES OPERACIONAIS**

**MÉDIA DOS VENTOS - PORTFÓLIO (m/s)**

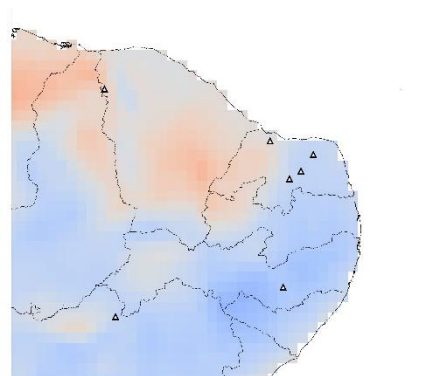


**GERAÇÃO TOTAL – PORTFÓLIO (GWh)**



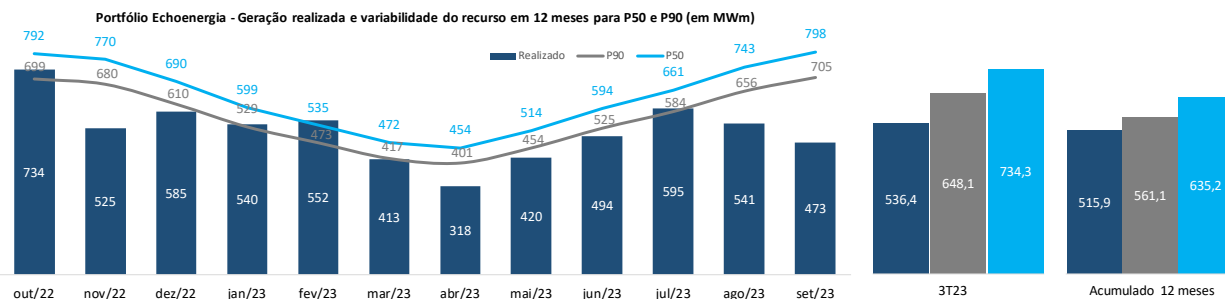
No 3T23, o portfólio de ativos operacionais da Echoenergia registrou uma velocidade média dos ventos 0,7 % superior ao mesmo período do ano anterior, alcançando 8,32 m/s, comparado a 8,26 m/s do 3T22.

Apesar do 3T23 ter sido marcado por várias passagens de frentes frias e avanço de sistemas de baixa pressão pelo oceano que deslocaram a Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS) para leste, diminuindo a intensidade dos ventos alísios nos parques da Echoenergia, a velocidade do vento ainda foi 0,7% superior ao 3T22. A figura ao lado apresenta a anomalia de vento do 3T23 em comparação com a climatologia de longo prazo<sup>4</sup>. Como pode ser observado, há uma anomalia positiva (velocidade do vento mais forte) nas regiões dos parques de Ventos de Tianguá e Serra do Mel.



Legenda: Anomalia nas velocidades do vento em relação à climatologia [%]. Escala: -20 a 20.

No gráfico abaixo, trazemos de forma comparativa a geração do ano com os parâmetros P50 e P90 recalculados pela Echoenergia recentemente, considerando os últimos 12 meses e a visão do 3T23. Vale ressaltar que estas estimativas são robustas, tendo em vista que os estudos foram revalidados com os parques 100% operacionais.



<sup>4</sup> Dados provenientes do modelo ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5), considerando como climatologia período de 1980 a 2023.

## Comentário do Desempenho

### CONSTRAINED-OFF

Após a ocorrência em 15 de agosto que resultou no desligamento parcial do Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema (ONS) implementou modificações no modo de operação do sistema que ocasionaram restrições significativas de geração (conhecidas como "constrained-off") para os agentes de geração de energia renovável no Nordeste. Entre as modificações, destaca-se a redução dos limites de exportação de energia do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste e o Norte.

Historicamente, até a data da ocorrência, a Echoenergia havia experimentado impactos limitados e, portanto, desprezíveis, devido aos constrained-offs. No entanto, após a data da ocorrência, a empresa foi afetada principalmente em seus projetos de Serra do Mel e Tianguá, onde, no 3T23, as perdas de energia totalizaram 153 GWh e 38 GWh, respectivamente. O impacto consolidado no portfólio para o 3T23 foi de 215 GWh.

É importante ressaltar que o ONS tem gradualmente reduzido as restrições e a Echoenergia tem trabalhado ativamente, em colaboração com as associações do setor, para minimizar o impacto dos constrained-offs em seu portfólio.

### PIPELINE RENOVÁVEL

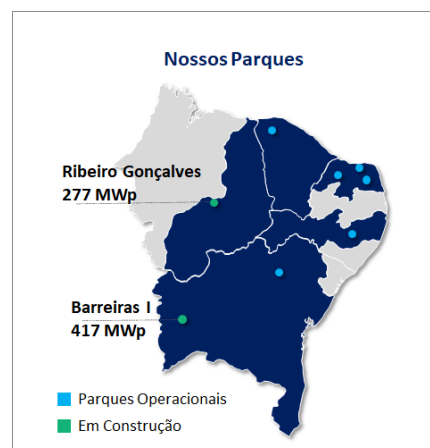
#### PROJETOS EM CONSTRUÇÃO

A Echoenergia, por meio de sua subholding Echo Crescimento, **iniciou o desenvolvimento do pipeline** de projetos, com a **construção de dois complexos solares**: o complexo **Ribeiro Gonçalves**, localizado no Piauí, e o complexo **Barreiras 1**, localizado na Bahia.

Esta etapa é um importante marco no processo de geração de valor da Echoenergia, em linha com o planejamento estratégico de longo prazo da Companhia, permitindo não apenas diversificar o portfólio de ativos de geração, agora na frente de desenvolvimento de projetos solares, como também avançar na sua estratégia de comercialização.

O complexo de **Ribeiro Gonçalves** possuirá uma capacidade instalada de 283,7 MWp, ao passo que o complexo de **Barreiras 1** possuirá uma capacidade instalada de 449,2 MWp.

Maiores informações sobre os projetos em desenvolvimento estão demonstradas na tabela a seguir:



## Comentário do Desempenho

## VISÃO GERAL

## DADOS TÉCNICOS

Projetos em Construção	Ribeiro Gonçalves	Barreiras I
<b>Dados Gerais</b>		
Fonte	Solar	Solar
Localização (Estado)	PI	BA
Capacidade Instalada (MWac)	223,2	351,1
Capacidade Instalada (MWp)	283,7	449,2
Energia assegurada P50 (Aneel)	68,0	117,5
Fator de Capacidade P50 (%)	30,5%	33,4%
Prazo de autorização	ago/2055	mai/2056
<b>Dados Técnicos</b>		
Número de painéis	468.376	725.760
Subestação	SE Ribeiro Gonçalves	SE Barreiras II
<b>Dados Regulatórios</b>		
Possui desconto no Fio	Sim, 50%	Sim, 50%
CUST/CCT Assinada	14/04/2021 - 30/06/2022	26/11/2021 - 03/06/2022
<b>Cronograma estimado</b>		
COD <sup>1</sup>	Data limite: Não aplicável	Data limite: abr/25
Avanço Físico	68,5%	52,4%
<b>Dados Financeiros</b>		
Hard Capex <sup>2</sup> (R\$ milhões)	981	1.524
Capex <sup>1</sup> (R\$ milhões)/MWp	3,4	3,3
Total Investido	667,9	405,7

1 - Ribeiro Gonçalves teve outorga emitida antes da Lei 14.120/21, portanto, não se enquadra no prazo de 48 meses contados a partir da sua emissão para manutenção do benefício do desconto na TUSD/TUST.

2 - Hard CAPEX: módulos, trackers, inversores e engenharia; não contempla contingências, inflação e hedge.

## FINANCIAMENTO DE LONGO PRAZO

Projetos em Construção	Fonte	Contratado	Desembolsado	% Desembolso	Custo	Prazo
Ribeiro Gonçalves	BNDES = Subcrédito A	510	347	49,2%	IPCA + 7,45	24 anos
	BNDES = Subcrédito B	195	0	0,0%	IPCA + 8,37	15 anos
	<b>Total</b>	<b>705</b>	<b>347</b>	<b>49,2%</b>	<b>N/A</b>	<b>N/A</b>

O subcrédito B foi contratado apenas como seguro, mas a intenção da companhia é substituí-lo por linhas de longo prazo mais baratas.

Em 31 de outubro de 2023 foi feita a contratação de financiamento junto ao BNB para o projeto de Ribeiro Gonçalves, no valor de R\$ 200 milhões, a um custo de IPCA + 5,34% e um prazo de 24 anos.

## Comentário do Desempenho

## DESEMPENHO FINANCEIRO

Apresentamos o desempenho econômico-financeiro da Echoenergia para o 3T23 e, para melhor visão do negócio de geração e comercialização, trazemos uma visão proforma combinando o resultado da Solenergias, veículo de comercialização do grupo, o qual é atualmente consolidado, na visão societária, sob a Equatorial Serviços.

DRE Proforma - Echoenergia + Solenergias	3T22			3T23			
	Echo Participações	Solenergias	Proforma	Echo Participações	Echo Crescimento	Solenergias	Proforma
(+) Receita Líquida	299,8	66,7	366,5	283,2	4,1	57,7	345,0
(-) Compra de Energia	-0,6	-65,2	-65,9	-2,7	-4,0	-53,4	-60,0
(+/-) Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,7	24,7
<b>Lucro Bruto de Energia</b>	<b>299,2</b>	<b>1,4</b>	<b>300,6</b>	<b>280,5</b>	<b>0,1</b>	<b>29,0</b>	<b>309,6</b>
(-) Custo de Operação e Produção de Energia	-68,3	-1,0	-69,3	-69,7	0,0	4,4	-65,2
(-) Despesas Operacionais e Administrativas	-7,0	0,0	-7,0	-11,4	0,8	-4,8	-15,4
<b>EBITDA</b>	<b>223,9</b>	<b>0,4</b>	<b>224,3</b>	<b>199,5</b>	<b>0,9</b>	<b>28,7</b>	<b>229,1</b>
<i>Margem EBITDA (%)</i>	<i>74,8%</i>	<i>25,9%</i>	<i>74,6%</i>	<i>71,1%</i>	<i>941,9%</i>	<i>98,9%</i>	<i>74,0%</i>
(-/+ Efeitos Não-Recorrentes)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-24,7	-24,7
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>223,9</b>	<b>0,4</b>	<b>224,3</b>	<b>199,5</b>	<b>0,9</b>	<b>4,0</b>	<b>204,4</b>
<i>Margem EBITDA Ajustada (%)</i>	<i>74,8%</i>	<i>25,9%</i>	<i>74,6%</i>	<i>71,1%</i>	<i>941,9%</i>	<i>92,3%</i>	<i>71,7%</i>
(-) Depreciação/Amortização	-76,5	0,0	-76,5	-74,3	0,0	0,0	-74,3
(+/-) Resultado Financeiro	-57,3	1,3	-56,0	-49,8	7,5	0,3	-42,0
(-) Impostos	-14,0	-0,6	-14,5	-18,3	-2,0	-11,0	-31,4
<b>Lucro (Prejuízo) Líquido Reportado</b>	<b>76,2</b>	<b>1,1</b>	<b>77,3</b>	<b>57,2</b>	<b>6,3</b>	<b>17,9</b>	<b>81,4</b>
<i>Margem Líquida (%)</i>	<i>25,5%</i>	<i>78,4%</i>	<i>25,7%</i>	<i>20,4%</i>	<i>6920,1%</i>	<i>61,9%</i>	<i>26,3%</i>

## LUCRO BRUTO DE ENERGIA - ECHOENERGIA

A receita líquida totalizou R\$ 283,2 milhões no 3T23, uma redução de 5,5% quando comparado ao mesmo período do ano passado, ou de R\$ 16,6 milhões. Essa variação é explicada pela menor geração dos ativos eólicos, impactados pelo efeito do *constrained off* que afetou principalmente os parques de Tianguá e Serra do Mel.

O Ebitda de R\$ 199,5 milhões no 3T23 teve uma redução de 10,9% quando comparado com o 3T22, refletindo os impactos do *constrained off* mencionados acima.

Analisando o resultado proforma, foi reconhecido a efeito líquido, não-caixa, de marcação a mercado de contratos futuros no valor de R\$ 24,7 milhões na Solenergias.

Vale destacar que a partir do 3T23 passamos a apresentar o resultado da Echo Crescimento, o veículo que consolida as operações dos projetos em construção e é consolidado pela Equatorial Transmissão.

## CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS - ECHOENERGIA

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização e compra de energia) totalizaram R\$ 81,0 milhões no período, um aumento de 7,6%, ou R\$ 5,7 milhões, comparado ao 3T22. Esse efeito é explicado, principalmente, pelos fatores abaixo:

- (iv) Aumento dos custos com O&M, que apresentaram um aumento de R\$ 2,0 milhões devido aos efeitos de inflação e escalation previstos dos contratos de manutenção e à antecipação de parte das manutenções previstas para o último trimestre;
- (v) Aumento dos encargos de transmissão em R\$ 1,4 milhão, devido principalmente ao ajuste de RAP das transmissoras e maior uso da rede de transmissão;
- (vi) Aumentos nos custos com materiais em R\$ 1,1 milhões, com a aquisição de equipamentos e reposição de estoques; e

## Comentário do Desempenho

- (vii) Aumento na linha de Outros, cuja variação foi de R\$ 5,1 milhões, principalmente aos maiores custos com seguros em R\$ 4,2 milhões; esses efeitos foram parcialmente compensados pela

Esses efeitos foram parcialmente compensados redução com Serviços de Terceiros no valor de R\$ 2,3 milhões, explicado pela explicado pelo processo de internalização de departamentos de suporte corporativo, tais como jurídico, contábil e fiscal, até então parcialmente terceirizados.

### EBITDA - ECHOENERGIA

O EBITDA reportado no período foi R\$ 199,5 milhões, uma redução de 10,9%, ou R\$ 24,4 milhões menor que no 3T22, reflexo da menor geração de energia no período. É importante destacar que no período não houve eventos não-recorrentes ajustados.

Já analisando o resultado proforma combinado com a Solenergias e a Echo Crescimento, o EBITDA Ajustado do período foi de R\$ 204,4 milhões, uma redução de R\$ 19,9 milhões, ou 8,9%.

### RESULTADO FINANCEIRO – ECHOENERGIA

O resultado financeiro líquido registrado no período foi negativo de R\$ 49,8 milhões, valor R\$ 7,5 milhões melhor quando comparado ao resultado negativo de R\$ 57,3 milhões no 3T22. Abaixo, os itens que explicam a variação:

- (i) Aumento das receitas financeiras, em R\$ 4 milhões, principalmente à maior posição de caixa e equivalentes de caixa do período; e
- (ii) Redução de R\$ 4,9 milhões, quando comparado ao 3T22, na variação de juros e variações monetárias sobre dívidas, devido principalmente à variação de indexadores macroeconômicos no período, em especial à variação do CDI, que atingiu 3,22% vs 3,31% no 3T22.

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

**Comentário do Desempenho**SANEAMENTODESEMPENHO OPERACIONAL E COMERCIAL

Já completado o primeiro ano de operação e realizando a comparação com o mesmo período do trimestre anterior, destacamos a clara evolução do volume faturado, tanto para água, como para esgotamento sanitário, ambos com aproximadamente 46% de crescimento. O 3T23 encerrou com aproximadamente 83 mil economias ativas no serviço de distribuição de água, das quais mais de 10 mil economias também são cobertas pelo serviço de coleta e tratamento de esgoto.

Indicadores Operacionais - Água	3T22	3T23	Δ%
Economias faturadas (mil)	71,6	82,6	15,4%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	3.772,9	5.507,5	46,0%
Índice de cobertura (%)	35,0%	42,0%	20,0%
Índice de Perda da Distribuição (%)	70,2%	59,4%	-15,4%
Indicadores Operacionais - Esgoto	3T22	3T23	Δ%
Economias faturadas (mil)	10,5	10,1	-3,5%
Volume Faturado (mil m <sup>3</sup> )	525,3	764,1	45,5%
Índice de cobertura (%)	7,0%	8,0%	14,3%
Extensão de rede (km)	372,0	372,0	0,0%

Além dos destaques acima, vale ressaltar também a melhora do índice de perdas da concessão, que já reduziu 10,8 p.p. desde o início da operação da CSA.

DESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	3T22	3T23	Δ%
<b>R\$ milhões</b>			
<b>Receita Operacional</b>	<b>44,6</b>	<b>37,3</b>	<b>-16%</b>
Abastecimento de água e serviços de esgoto	13,4	18,8	40%
Receita de construção	31,1	18,1	-42%
Outras receitas	0,0	0,5	2162%
<b>Deduções à receita operacional</b>	<b>-1,2</b>	<b>-1,8</b>	<b>43%</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>43,3</b>	<b>35,6</b>	<b>-18%</b>
Custos de construção	-31,1	-18,1	-42%
<b>Custo da Operação</b>	<b>-15,9</b>	<b>-34,1</b>	<b>114%</b>
Pessoal	-7,5	-6,9	-8%
Material	-6,0	-3,1	-48%
Serviços de terceiros	-1,9	-4,6	137%
PDD/Provisões	0,0	-15,4	128400%
Outros	-0,4	-4,0	884%
<b>EBITDA</b>	<b>-3,7</b>	<b>-16,6</b>	<b>349%</b>
Depreciação e amortização	-5,8	-6,9	20%
<b>Resultado financeiro</b>	<b>-48,6</b>	<b>-43,2</b>	<b>-11%</b>
Receita financeira	3,8	2,2	-41%
Despesa financeira	-52,4	-45,4	-13%
Tributos	0,0	0,0	N/A
<b>Resultado do exercício</b>	<b>-58,0</b>	<b>-66,7</b>	<b>15%</b>

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

No 3T23, a receita operacional líquida da CSA atingiu R\$ 42,3 milhões, uma redução de 5,2% em comparação ao 3T22. A variação da performance entre os trimestres se dá pela variação na receita de construção no período, decorrente do volume de investimentos executado no período, e desconsiderando esse efeito, a receita de abastecimento

## Comentário do Desempenho

de água apresenta um crescimento de 39,8%, que demonstra a evolução da concessão desde o início de sua operação.

### CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais (excluindo depreciação e amortização) totalizaram R\$ 18,7 milhões, um aumento de R\$ 2,8 milhões quando comparado ao 3T22 influenciado principalmente pelas contas de Serviços de Terceiros e Outros, que apresentaram aumento de R\$ 2,7 e R\$ 3,6 milhões, respectivamente.

Na conta de Serviços de Terceiros, a justificativa do aumento é da estruturação de processos e mobilização de equipes, que hoje se encontra mais robusta do que quando comparada com o início da operação, enquanto na conta de Outros o aumento se dá por uma reclassificação de investimentos para resultado que impactou a linha no valor de R\$ 1,8 milhão.

### PECLD

No 3T23, a CSA provisionou R\$ 15,5 milhões para PECLD, refletindo o envelhecimento do contas a receber, que usa como critério o provisionamento de faturas vencidas há mais de 180 dias.

### RESULTADO FINANCEIRO

No 3T23, o resultado financeiro líquido foi de R\$ 43,2 milhões negativos, R\$ 5,4 milhões melhor que o 3T22 devido a atualização da dívida pelo CDI, que terminou o trimestre em 3,22% vs 3,31% no 3T22.

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

**Comentário do Desempenho**EQUATORIAL SERVIÇOSDESEMPENHO FINANCEIRO

Demonstração de Resultado	3T22	3T23	Δ%
<b>R\$ milhões</b>			
<b>Receita operacional</b>	<b>122,7</b>	<b>177,6</b>	<b>44,7%</b>
Deduções da receita operacional	-13,1	-23,6	80,9%
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>109,7</b>	<b>154,0</b>	<b>40,4%</b>
Energia elétrica comprada para revenda	-83,9	-52,3	-37,6%
Custos da operação	-13,4	-31,3	133,3%
Despesas Gerais e Administrativas	-15,7	-23,1	47,3%
Outras receitas e despesas operacionais	-1,5	-1,1	-30,2%
<b>EBITDA</b>	<b>-4,9</b>	<b>46,2</b>	<b>-1051,3%</b>
<i>Margem EBITDA</i>	-4,0%	26,0%	-757,5%
(-/+ Efeito MtM (Ganhos e Perdas)	-	-24,4	N/A
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>-4,9</b>	<b>21,8</b>	<b>-548,5%</b>
Depreciação e Amortização	-0,5	-2,0	298,8%
<b>Resultado do serviço (EBIT)</b>	<b>-5,3</b>	<b>44,2</b>	<b>-927,7%</b>
Resultado financeiro	1,4	-2,1	-251,5%
Tributos	2,8	-17,2	-716,3%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>-1,2</b>	<b>24,9</b>	<b>-2263,3%</b>

A Receita operacional bruta aumentou 44,7% entre trimestres. A variação entre os períodos deve-se aos seguintes efeitos:

- (i) o efeito de marcação a mercado de R\$ 24,4 milhões, devido principalmente ao volume de contratos para entrega futura negociados pela Solenergias no período;
- (ii) O aumento das receitas com serviços de Call Center, que cresceram em R\$ 35,7 milhões; e
- (iii) O aumento do faturamento de demais serviços do grupo (telecom, seguros, geração distribuída, entre outros), que aumentou R\$ 7,4 milhões.

O EBITDA da companhia alcançou R\$ 45 milhões no trimestre, devido ao efeito de marcação a mercado de contratos futuros de energia. Já o EBITDA Ajustado cresceu R\$ 25 milhões.

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



## Comentário do Desempenho

### SERVIÇOS PRESTADOS PELO AUDITOR INDEPENDENTE

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](#)

## Notas Explicativas

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

Informações contábeis intermediárias em  
30 de setembro de 2023

**Notas Explicativas**

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

## Informações contábeis intermediárias

## Índice

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS 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
1 CONTEXTO OPERACIONAL .....	9
2 BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS INTERMEDIÁRIAS .....	11
3 PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS .....	11
4 CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA .....	12
5 APLICAÇÕES FINANCEIRAS .....	12
6 CONTAS A RECEBER DE CLIENTES .....	13
7 VALORES A RECEBER (DEVOLVER) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS .....	15
8 IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR .....	16
9 PARTES RELACIONADAS .....	17
10 ATIVO FINANCEIRO DA CONCESSÃO .....	20
11 INTANGÍVEL .....	20
12 ATIVOS DE CONTRATO .....	21
13 FORNECEDORES .....	22
14 EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS .....	23
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 VINCULADOS .....	29
19 PIS/COFINS A SEREM RESTITUÍDOS A CONSUMIDORES .....	31
20 PASSIVO A DESCOBERTO .....	32
21 RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA .....	34
22 CUSTO DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS .....	35
23 ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA .....	36
24 RESULTADO FINANCEIRO .....	37
25 BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO (ENTIDADE DE PREVIDÊNCIA PRIVADA) .....	38
26 INSTRUMENTOS FINANCEIROS .....	38
27 DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA .....	42
28 COMPROMISSOS FUTUROS .....	43
29 EVENTOS SUBSEQUENTES .....	43

## Notas Explicativas



Building a better  
working world

### Relatório sobre a revisão de Informações Trimestrais

Ao  
Conselho de Administração e Diretoria da  
**Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D.**  
Porto Alegre - RS

#### Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2023, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2023 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

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

#### Alcance da revisão

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

## Notas Explicativas



### Conclusão

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

### Outros assuntos

#### Demonstração do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, 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 estão de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essa demonstração do valor adicionado não foi elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Fortaleza, 08 de novembro de 2023.

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

Carlos Santos Mota Filho  
Contador CRC PE020728/O

**Notas Explicativas****Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D****Balanco patrimonial em 30 de setembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022**

(Em milhares de reais)

Ativo	Nota	30/09/2023	31/12/2022	Passivo	Nota	30/09/2023	31/12/2022
<b>Circulante</b>				<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	875.272	415.108	Fornecedores	13	454.868	568.611
Aplicações financeiras	5	421.626	576.204	Fornecedores - Risco Sacado	13.1	22.141	11.211
Contas a receber de clientes	6	863.189	934.536	Empréstimos e financiamentos	14	946.732	267.472
Almoxarifado		18.277	44.850	Debêntures	15	323.846	371.875
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	-	50.912	Passivo de arrendamento		616	9.516
Impostos e contribuições a recuperar	8	387.029	282.769	Instrumentos financeiros derivativos	26.4	24.717	254
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar		74.142	32.483	Impostos e contribuições a recolher	16	262.969	259.011
Depósitos judiciais	18	3.184	-	Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher		364	842
Serviços pedidos		53.813	41.080	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	374.203	-
Outros créditos a receber		112.576	98.535	Obrigações e encargos sobre folha de pagamento		40.722	89.847
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>2.809.108</b>	<b>2.476.477</b>	Contribuição de iluminação pública		29.479	-
<b>Não circulante</b>				Encargos setoriais		44.445	50.823
Contas a receber de clientes	6	142.752	151.925	Participação nos lucros		3.935	-
Serviços pedidos		18.934	18.934	Provisão para riscos judiciais	18	350.929	376.954
Impostos e contribuições a recuperar	8	378.756	643.291	Benefício pós-emprego	25	76.170	71.249
Depósitos judiciais	18	226.947	208.918	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	35.300	-
Instrumentos financeiros derivativos	26.4	6.612	-	Outras contas a pagar		99.391	76.637
Outros créditos a receber		-	1.937	<b>Total do passivo circulante</b>		<b>3.090.827</b>	<b>2.154.302</b>
Investimentos		-	635	<b>Não circulante</b>			
Ativo financeiro da concessão	10	558.477	485.102	Empréstimos e financiamentos	14	1.428.510	1.235.888
Intangível	11	2.085.101	2.148.524	Debêntures	15	1.377.382	1.473.928
Ativos de contrato	12	1.205.723	691.921	Passivo de arrendamento		2.725	4.163
Direito de uso		3.324	12.294	Instrumentos financeiro derivativos	26.4	-	36.153
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>4.626.626</b>	<b>4.363.481</b>	Impostos e contribuições a recolher	16	2.491.439	2.378.522
				Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	7	63.978	184.594
				Encargos setoriais		127.801	108.265
				PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	497.352	754.774
				Provisão para riscos judiciais	18	482.744	428.566
				Benefício pós-emprego	25	798.386	787.802
				Outras contas a pagar		40.126	37.658
				<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>7.310.443</b>	<b>7.430.313</b>
				<b>Passivo a descoberto</b>			
				Capital social	20	3.385.861	3.385.861
				Ajuste de avaliação patrimonial		(1.091.442)	(1.090.718)
				Reserva de capital		1.171	722
				Prejuízos acumulados		(5.261.126)	(5.040.522)
				<b>Total do passivo a descoberto</b>		<b>(2.965.536)</b>	<b>(2.744.657)</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>7.435.734</b>	<b>6.839.958</b>	<b>Total do passivo e passivo a descoberto</b>		<b>7.435.734</b>	<b>6.839.958</b>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

**Notas Explicativas****Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D****Demonstração do resultado**

Períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2023 e 2022

(Em milhares de reais)

		01/07/2023	01/01/2023	01/07/2022	01/01/2022
	Nota	a	a	a	a
		30/09/2023	30/09/2023	30/09/2022	30/09/2022
<b>Receita operacional líquida</b>	21	<b>1.200.993</b>	<b>3.616.176</b>	1.223.883	3.183.471
Energia elétrica comprada para revenda	23	(716.803)	(2.037.008)	(664.851)	(1.929.636)
Custo de construção		(175.068)	(593.091)	(328.713)	(494.038)
Custo da operação		(55.529)	(200.602)	(90.837)	(304.648)
<b>Custos de energia elétrica, construção e operação</b>	22	<b>(947.400)</b>	<b>(2.830.701)</b>	(1.084.401)	(2.728.322)
<b>Lucro bruto</b>		<b>253.593</b>	<b>785.475</b>	139.482	455.149
<b>Despesas operacionais</b>					
Despesas com vendas	22	(35.220)	(95.588)	(48.618)	(148.517)
Despesas gerais e administrativas	22	(108.538)	(280.444)	(39.532)	(102.907)
Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa	22	(24.586)	(37.130)	7.127	(48.242)
Outras despesas operacionais, líquidas	22	(12.213)	(57.876)	(548)	(7.066)
<b>Total de despesas operacionais</b>		<b>(180.557)</b>	<b>(471.038)</b>	(81.571)	(306.732)
<b>Resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre lucro</b>		<b>73.036</b>	<b>314.437</b>	57.911	148.417
Receitas financeiras	24	139.025	361.448	198.959	601.569
Despesas financeiras	24	(314.204)	(896.489)	(267.089)	(843.320)
<b>Resultado financeiro</b>		<b>(175.179)</b>	<b>(535.041)</b>	(68.130)	(241.751)
<b>Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>		<b>(102.143)</b>	<b>(220.604)</b>	(10.219)	(93.334)
Imposto de renda e contribuição social - corrente	17	-	-	-	-
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	17	-	-	1.492	-
<b>Impostos sobre o lucro</b>		<b>-</b>	<b>-</b>	1.492	-
<b>Prejuízo do período</b>		<b>(102.143)</b>	<b>(220.604)</b>	(8.727)	(93.334)
<b>Prejuízo básico e diluído por ação ordinária</b>		(1,49649)	(3,23206)	(0,12786)	(1,36743)
<b>Prejuízo básico e diluído por ação preferencial</b>		(1,49649)	(3,23206)	(0,12786)	(1,36743)
<b>Quantidade de ações ordinárias e preferenciais no final do período (em milhares de ações)</b>		<b>68.255</b>	<b>68.255</b>	68.255	68.255

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

**Notas Explicativas****Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D****Demonstração do resultado abrangente**

Períodos de três e nove meses findos em 30 de setembro de 2023 e 2022

(Em milhares de reais)

	01/07/2023 a 30/09/2023	01/01/2023 a 30/09/2023	01/07/2022 a 30/09/2022	01/01/2022 a 30/09/2022
<b>Prejuízo do exercício</b>	<b>(102.143)</b>	<b>(220.604)</b>	(8.727)	(93.334)
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado				
Resultado em <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	<u>8.277</u>	<u>(724)</u>	<u>(5.592)</u>	<u>(21.341)</u>
Outros resultados abrangentes do período, líquido de impostos	<u>8.277</u>	<u>(724)</u>	<u>(5.592)</u>	<u>(21.341)</u>
<b>Total resultados abrangentes</b>	<b><u>(93.866)</u></b>	<b><u>(221.328)</u></b>	<u>(14.319)</u>	<u>(114.675)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.



**Notas Explicativas****Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D****Demonstração das mutações do patrimônio líquido**

Períodos findos em 30 de setembro de 2023 e 2022

(Em milhares de reais)

	<u>Nota</u>	<u>Capital social</u>	<u>Ajuste de avaliação patrimonial</u>	<u>Reserva de capital</u>	<u>Prejuízos acumulados</u>	<u>Total</u>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2021</b>		3.385.861	(1.269.351)	-	(4.774.350)	(2.657.840)
Prejuízo do período		-	-	-	(93.334)	(93.334)
Valor justo das opções de compra - <i>Vesting period</i>		-	-	498	-	498
Resultado em <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa		-	(21.341)	-	-	(21.341)
<b>Saldos em 30 de setembro de 2022</b>		3.385.861	(1.290.692)	498	(4.867.684)	(2.772.017)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2022</b>		3.385.861	(1.090.718)	722	(5.040.522)	(2.744.657)
Prejuízo do período		-	-	-	<b>(220.604)</b>	<b>(220.604)</b>
Valor justo das opções de compra - <i>Vesting period</i>		-	-	<b>449</b>	-	<b>449</b>
Resultado em <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	26.4	-	<b>(724)</b>	-	-	<b>(724)</b>
<b>Saldos em 30 de setembro de 2023</b>		<b>3.385.861</b>	<b>(1.091.442)</b>	<b>1.171</b>	<b>(5.261.126)</b>	<b>(2.965.536)</b>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

**Notas Explicativas****Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D****Demonstração dos fluxos de caixa - método indireto**

Períodos findos em 30 de setembro de 2023 e 2022

(Em milhares de reais)

	<u>30/09/2023</u>	<u>30/09/2022</u>
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>		
<b>Prejuízo do período</b>	(220.604)	(93.334)
Ajustes para:		
Amortização	108.381	123.348
Baixa de intangível, financeiro e contratual	835	291
Encargos de dívidas, juros e variações monetárias líquidas	297.183	146.096
Provisão para riscos judiciais	121.464	92.886
Provisão para perdas estimadas em crédito de liquidação duvidosa	37.130	48.242
Baixa de recebíveis incobráveis	49.139	-
Ajuste a valor presente	(21.032)	(20.445)
Resultado em <i>hedge accounting</i> de fluxo de caixa	67.310	129.657
Atualização do ativo financeiro	(13.966)	(26.603)
Provisão e atualização dos encargos setoriais	37.347	11.063
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	26.577	294.016
Provisão para perdas em estoque	1.407	-
Participação nos lucros	4.194	-
Rendimentos de aplicações financeiras	(103.436)	(74.118)
Atualização de PIS/COFINS a recuperar	(7.104)	(7.559)
Valor justo das opções de compra	2.437	498
	<u>387.262</u>	<u>624.038</u>
<b>Variações em:</b>		
Contas a receber de clientes	15.283	(57.510)
Almoxarifado	26.573	(13.233)
Serviços pedidos	(12.733)	(16.473)
Impostos e contribuições a recuperar	22.398	149.588
Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar	(33.745)	(17.427)
Outros créditos a receber	(12.104)	13.799
Depósitos judiciais	(21.213)	(6.279)
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	180.338
Fornecedores	(128.829)	(71.151)
Fornecedores - Risco Sacado	10.930	-
Impostos e contribuições a recolher	304.138	73.483
Impostos e contribuições sobre o lucro a recolher	(842)	157
Obrigações e encargos sobre folha de pagamento	(95.081)	(60.850)
Valores a devolver da parcela A e outros itens financeiros	13.518	-
Benefício pós emprego	15.505	23.993
Contribuição de iluminação pública	29.479	-
Encargos Setoriais	(24.189)	9.261
Participação nos lucros	(259)	-
Provisão para riscos judiciais	(93.311)	(64.164)
Outras contas a pagar	23.234	(48.226)
<b>Caixa líquido proveniente das atividades de operacionais</b>	<u>38.752</u>	<u>95.306</u>
Imposto de renda e contribuição social pagos	(7.550)	-
Juros pagos	(326.913)	(286.016)
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente das atividades de operacionais</b>	<u>91.551</u>	<u>433.328</u>
<b>Fluxo de caixa de atividades de investimento</b>		
Aquisições no ativo imobilizado	-	(496)
Aquisições no ativo intangível	(24.584)	(6.196)
Aquisições no ativo contratual	(528.477)	(398.525)
Resgate das aplicações financeiras	258.014	300.897
<b>Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento</b>	<u>(295.047)</u>	<u>(104.320)</u>
<b>Fluxo de caixa de atividades de financiamento</b>		
Amortização de empréstimos e financiamentos	(226.532)	(505.899)
Amortização do passivo de arrendamento	(2.678)	(16.955)
Amortização de debêntures	(300.000)	-
Captação de debêntures	180.000	-
Captação de empréstimos e financiamentos	1.012.870	-
<b>Fluxo de caixa líquido proveniente (utilizado nas) atividades de financiamento</b>	<u>663.660</u>	<u>(522.854)</u>
<b>Aumento (redução) em caixa e equivalentes de caixa</b>	<u>460.164</u>	<u>(193.846)</u>
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	415.108	516.741
Caixa e equivalentes de caixa no fim do período	<u>875.272</u>	<u>322.895</u>
<b>Varição no caixa e equivalentes de caixa</b>	<u>460.164</u>	<u>(193.846)</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

**Notas Explicativas****Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica-CEEE-D****Demonstração do valor adicionado**

Períodos findos em 30 de setembro de 2023 e 2022

(Em milhares de Reais)

	<u>30/09/2023</u>	<u>30/09/2022</u>
<b>Receitas</b>		
Vendas de produtos, serviços e receitas de construção	5.111.894	5.160.430
Perda estimada em créditos de liquidação duvidosa	(37.130)	(48.242)
Outras receitas	1.371	2.598
	<u>5.076.135</u>	<u>5.114.786</u>
<b>Insumos adquiridos de terceiros (inclui ICMS e IMA)</b>		
Custos dos produtos e dos serviços vendidos	(2.630.099)	(2.423.674)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros	(266.799)	(224.501)
Outras despesas	(105.956)	(43.509)
	<u>(3.002.854)</u>	<u>(2.691.684)</u>
<b>Valor adicionado bruto</b>	<u>2.073.281</u>	<u>2.423.102</u>
Amortização	(108.381)	(123.349)
<b>Valor adicionado líquido gerado pela Companhia</b>	<u>1.964.900</u>	<u>2.299.753</u>
<b>Valor adicionado recebido em transferência</b>		
Receitas financeiras	377.762	620.542
	<u>377.762</u>	<u>620.542</u>
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<u>2.342.662</u>	<u>2.920.295</u>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>		
Empregados		
Remuneração direta	59.433	51.236
Benefícios	72.623	110.428
FGTS	20.261	23.707
	<u>152.317</u>	<u>185.371</u>
Tributos		
Federais	912.421	992.384
Estaduais	596.730	992.245
	<u>1.509.151</u>	<u>1.984.629</u>
Remuneração de capitais de terceiros		
Juros	480.887	328.288
Aluguéis	5.309	309
Outros despesas financeiras	415.602	515.032
	<u>901.798</u>	<u>843.629</u>
Remuneração de capitais próprios		
Prejuízo do período	(220.604)	(93.334)
	<u>(220.604)</u>	<u>(93.334)</u>
<b>Valor adicionado</b>	<u>2.342.662</u>	<u>2.920.295</u>

As notas explicativas são parte integrante das informações contábeis intermediárias.

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 1 Contexto operacional

A Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (Companhia ou CEEE-D), é uma sociedade anônima de capital aberto, com sede na cidade Porto Alegre, no Estado do Rio Grande do Sul, controlada pela Equatorial Participações e Investimentos S.A. (Equatorial Participações). A Companhia é a concessionária do serviço público de distribuição e atividades associadas ao serviço de energia elétrica naquele estado, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade na sua área de concessão legal que abrange 72 dos 497 municípios do estado do Rio Grande do Sul, cobrindo uma área de 87.101 km<sup>2</sup>(\*), atendendo, em 30 de setembro de 2023, 1.908.979<sup>(\*)</sup> 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 código de negociação CEEED.

(\*) 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 e desestatização

Quando da elaboração das informações contábeis intermediárias, a Administração avaliou a capacidade operacional da Companhia para os próximos 12 meses. Em 30 de setembro de 2023, a Companhia apresentou capital circulante líquido negativo no valor de R\$ 281.719 (positivo em R\$ 322.175 em 31 de dezembro de 2022) e, apesar de estar apresentando prejuízos recorrentes, houve um aumento significativo do resultado antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro, passando de R\$ 148.417 em 30 de setembro de 2022 para R\$ 314.437 em 30 de setembro de 2023.

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

- (i) Fortalecimento das ações de cobrança;
- (ii) Alongamento da dívida mediante captação de empréstimo com o Citibank, a custo de mercado e aval da Equatorial Energia 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;

## Notas Explicativas da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

- (iii) Expansão das ações de combate ao furto de energia com a mobilização de 230 equipes; e
- (iv) Adoção de maior rigor e disciplina na gestão de despesas por meio de novos comitês implantados pela Equatorial Energia na assunção do controle.

A Administração acredita que as obrigações futuras serão cumpridas com fluxos de caixa operacionais ou captações alternativas de recursos e tem em seu novo controlador uma estrutura sólida para recorrer a aumento de capital, se necessário. Adicionalmente, o acionista controlador, através da Equatorial Energia 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 Evento climático em setembro de 2023

Em 15 e 16 de junho de 2023, fortes chuvas atingiram o Estado do Rio Grande do Sul e 22% dos clientes atendidos pela CEEE-D tiveram falha no fornecimento. O fenômeno natural gerou falta de energia para cerca de 422 mil clientes. A Companhia acionou o plano de contingência e mobilizou estrutura extra, realizando monitoramento em tempo real no seu centro de operação e conseguiu restabelecer 89% dos clientes atingidos nas primeiras 24 horas e 100%, dentro dos próximos 4 dias desde o início do evento.

Em 13 de julho de 2023, um ciclone extratropical atingiu o Estado do Rio Grande do Sul e 38% dos clientes atendidos pela CEEE-D tiveram falha no fornecimento. O fenômeno natural gerou falta de energia para cerca de 730 mil clientes. A Companhia acionou o plano de contingência e mobilizou estrutura extra, realizando monitoramento em tempo real no seu centro de operação e conseguiu restabelecer 50% dos clientes atingidos nas primeiras 24 horas desde o início do evento.

Ainda, nos meses de agosto e setembro, ocorreram outros eventos climáticos com impacto considerável para a Operação da Distribuidora. Entre 7 e 11 de agosto de 2023, temporais com rajadas de vento de 40 a 70 km/h impactaram no fornecimento de energia dos clientes para cerca de 150 mil clientes (8% do total de consumidores). No mês de setembro, evento climático com característica similar, porém com maior duração (Entre 4 e 27 de setembro) atingiu cerca de 1,1 milhão de consumidores (58% do total de consumidores) distribuídos em toda área de concessão.

As principais ações tomadas pela CEEE-D durante os eventos foram:

- Priorização de situações de risco a vida: retirada de grandes blocos de carga e mobilização de cargas essenciais, tais como reposição de mais de 1.200 postes e outras estruturas essenciais;
- Utilização de mais de 510.000 metros de cabos para recomposição da rede; e
- Mobilização de 550 equipes alocadas em todas as regiões do Estado.

No período de 30 de setembro de 2023, a Companhia registrou R\$900 em seu balanço referente a processos judiciais movidos por seus consumidores, em um total de 264 processos além de incremento em R\$ 4.100 de despesas operacionais referentes a serviços de call center, apoio ao atendimento e materiais.

## Notas Explicativas Estaduais de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

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

#### 2.1 Declaração de conformidade

As informações contábeis intermediárias foram preparadas de acordo com o CPC 21 (R1) – Demonstração Intermediária e com a norma internacional IAS 34 – *Interim Financial Reporting*, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB) e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

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 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.

A emissão das informações contábeis intermediárias foi autorizada pelo Conselho de Administração da Companhia em 08 de novembro de 2023.

#### 2.2 Base de mensuração

As informações contábeis intermediárias da Companhia foram preparadas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos por meio de resultado e outros resultados abrangentes, quando requerido nas normas.

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

As informações contábeis intermediárias são apresentadas em Reais, 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 Principais políticas contábeis

As práticas, políticas e os principais julgamentos contábeis e fontes de incertezas sobre estimativas adotadas na elaboração dessas informações contábeis intermediárias, estão consistentes com aquelas adotadas e divulgadas nas demonstrações contábeis da Companhia, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, as quais foram divulgadas em 29 de março de 2023 e devem ser lidas em conjunto com essas informações contábeis intermediárias.

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 3.1 Novos pronunciamentos técnicos, revisões e interpretações ainda não vigentes

As informações referentes aos novos pronunciamentos contábeis emitidos pelo CPC – Comitê de Pronunciamentos Contábeis e pelo *IASB International Accounting Standards Board*, não trouxeram impactos significativos em relação às divulgadas na nota explicativa nº 3.16 das Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2022.

#### Medida Provisória nº 1.185 - Reflexo tributário das Subvenções para Investimento

Em 31 de agosto de 2023, o Governo Federal publicou a MP nº 1.185, que dispõe sobre o crédito fiscal decorrente de subvenção para a implantação ou a expansão de empreendimento econômico, e revoga o artigo 30 da Lei Federal nº 12.973/2014. A Companhia avaliou os efeitos desta decisão e não identificou nenhuma aplicação direta ou reflexa para o período findo em 30 de setembro de 2023.

## 4 Caixa e equivalentes de caixa

	<u>30/09/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Caixa e depósitos bancários à vista	27.675	17.554
<b>Equivalentes de caixa (a)</b>		
<b>Investimentos</b>		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	741.841	354.902
<b>Fundo de investimento</b>		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	323	21.786
Títulos Públicos	-	4.841
Operações Compromissadas	21.346	16.021
Cotas de fundos de investimentos	84.087	4
<b>Subtotal de equivalentes de caixa</b>	<u>847.597</u>	<u>397.554</u>
<b>Total</b>	<u>875.272</u>	<u>415.108</u>

- a) Referem-se a fundos de investimentos, CDB - Certificados de Depósitos Bancários e Operações Compromissadas, de alta liquidez e possuem baixo risco de crédito. Tais aplicações estão disponíveis para utilização nas operações da Companhia, prontamente conversíveis em montante conhecido de caixa e estão sujeitos a insignificante risco de mudança de valor, ou seja, são ativos financeiros com liquidez imediata. Adicionalmente, os fundos de investimentos são aplicações em cotas (FIC), administrados pela instituição financeira, que aloca seus recursos em cotas de diversos fundos abertos de baixo risco, insignificante variação de rentabilidade e alta liquidez, não tendo participação relevante e gestão no patrimônio líquido do fundo aplicado, ou seja, sem exceder 10% do patrimônio líquido. Logo, esses investimentos são classificados como caixa e 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 setembro de 2023, equivale a 103,17% do CDI (103,44% em 31 de dezembro de 2022).

## 5 Aplicações financeiras

	<u>30/09/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
<b>Circulante</b>		
<b>Fundos de investimentos (a)</b>		
Cotas de fundos de investimentos	339.980	480.986
Cotas de fundos de investimento FIDC (b)	13.128	-
Títulos Públicos	46.626	49.171
Letra Financeira	21.892	46.047
<b>Total</b>	<u>421.626</u>	<u>576.204</u>

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

- (a) Os fundos de investimentos representam operações em instituições financeiras de primeira linha e possuem vencimentos superiores a três meses e/ou são mantidos com a finalidade de investimentos para construção de projetos de infraestrutura na prestação dos serviços da concessão. São compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDBs, entre outros, de acordo com a política de investimento da Companhia. Adicionalmente, os fundos de investimentos são aplicações em cotas (FIC), administrados pela instituição financeira, que aloca seus recursos em cotas de diversos fundos abertos com suscetibilidade de variação do valor. Logo, a Companhia não possui gestão e controle direto sobre exposição, direitos, retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento e capacidade de utilizar seu poder para afetar o valor dos retornos sobre esses investimentos, tampouco participação relevante (limite máximo de 10% do Patrimônio líquido) conforme CPC 36 (R3) – 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 do Grupo Equatorial, conforme descrito na nota explicativa nº 13 – Fornecedores.

A carteira da Companhia é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), e a rentabilidade média ponderada da carteira no período findo em 30 de setembro de 2023, equivale a 102,33% do CDI (103,17% em 31 de dezembro de 2022).

## 6 Contas a receber de clientes

### 6.1 Composição dos saldos

	30/09/2023				31/12/2022			
	A Vencer	Vencidos		Total	A vencer	Vencidos		Total
		Até 90 dias	Mais de 90 dias			Até 90 dias	Mais de 90 dias	
Residencial	147.653	97.150	420.655	665.458	154.025	85.152	396.670	635.847
Industrial	7.714	3.197	57.329	68.240	7.316	3.468	62.488	73.272
Comercial	61.957	27.625	212.491	302.073	65.127	24.858	195.999	285.984
Rural	13.626	6.214	25.807	45.647	14.765	6.951	23.154	44.870
Poder público	12.125	724	13.495	26.344	11.284	1.009	18.310	30.603
Iluminação pública	8.980	1.457	38.989	49.426	13.500	3.006	41.713	58.219
Serviço público	12.277	132	3	12.412	9.770	152	-	9.922
Contas a receber de consumidores faturados	<b>264.332</b>	<b>136.499</b>	<b>768.769</b>	<b>1.169.600</b>	<b>275.787</b>	<b>124.596</b>	<b>738.334</b>	<b>1.138.717</b>
Residencial	127.123	20.830	133.322	281.275	157.525	16.588	104.565	278.678
Industrial	9.382	288	9.181	18.851	4.415	594	10.347	15.356
Comercial	52.598	4.398	81.808	138.804	39.985	18.018	71.711	129.714
Rural	27.080	799	4.335	32.214	33.731	736	4.942	39.409
Poder público	67.153	2	58	67.213	65.599	4.844	53	70.496
Iluminação pública	64.145	10	4.431	68.586	53.469	15.007	4.431	72.907
Serviço público	147	-	-	147	255	-	-	255
Parcelamentos (a)	<b>347.628</b>	<b>26.327</b>	<b>233.135</b>	<b>607.090</b>	<b>354.979</b>	<b>55.787</b>	<b>196.049</b>	<b>606.815</b>
Contas a receber de consumidores não faturados								
(b)	209.557	-	-	209.557	249.321	-	-	249.321
Baixa renda (c)	9.195	-	-	9.195	9.324	-	-	9.324
Outras	449	-	-	449	35.104	-	-	35.104
Subtotal	<b>831.161</b>	<b>162.826</b>	<b>1.001.904</b>	<b>1.995.891</b>	<b>924.515</b>	<b>180.383</b>	<b>934.383</b>	<b>2.039.281</b>
(-) Perdas esperadas para redução ao valor recuperável do contas a receber	(82.822)	(26.947)	(880.181)	(989.950)	(86.515)	(36.047)	(830.258)	(952.820)
Total contas a receber de clientes	<b>748.339</b>	<b>135.879</b>	<b>121.723</b>	<b>1.005.941</b>	<b>838.000</b>	<b>144.336</b>	<b>104.125</b>	<b>1.086.461</b>
Circulante				863.189				934.536
Não circulante				142.752				151.925

- (a) Os parcelamentos são referentes às renegociações de faturas em atraso e possuem juros de até 1% a.m. Os valores apresentados do contas a receber referentes aos parcelamentos estão líquidos do ajuste a valor presente, reconhecido em 30 de setembro de 2023, no montante de R\$ 179.189 e (R\$ 200.221 em 31 de dezembro de 2022), resultando no reconhecimento de receita de R\$ 21.032 no resultado financeiro;
- (b) Corresponde à energia elétrica distribuída, mas não faturada para os consumidores e o seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura, sendo em alguns casos encerrados após o período de fechamento contábil. A variação refere-se, principalmente, ao consumo a menor por parte dos clientes (efeito de mercado) e a alteração da alíquota de PIS/COFINS; e
- (c) O Governo Federal, por meio das leis nº 12.212 e nº 10.438, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.



**Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D**

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

**6.2 Perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD)**

	<u>31/12/2022</u>	<u>(Provisões)/ Reversões</u>	<u>Baixas (c)</u>	<u>30/09/2023</u>
Contas a receber de consumidores faturados	(648.484)	<b>(68.146)</b>	<b>46.211</b>	<b>(670.419)</b>
Parcelamentos	(278.632)	<b>(22.229)</b>	<b>605</b>	<b>(300.256)</b>
Contas a receber de consumidores não faturados	(3.939)	<b>628</b>	-	<b>(3.311)</b>
Outras (a)	(21.765)	<b>5.802</b>	<b>(1)</b>	<b>(15.964)</b>
<b>Total (b)</b>	<u>(952.820)</u>	<u><b>(83.945)</b></u>	<u><b>46.815</b></u>	<u><b>(989.950)</b></u>

- (a) A rubrica de outras perdas estimadas é composta, principalmente, por: multas sobre o consumo irregular, auto religação e inadimplência, conforme previsto na Resolução ANEEL n° 456 de 29 de novembro de 2000;
- (b) A movimentação líquida do período, gerou um complemento de provisão, no montante de R\$ 37.130, com impacto no resultado operacional, conforme notas explicativas n° 22 – Custos do serviço e despesas operacionais; e
- (c) Valores referentes à PECLD, dos títulos vencidos há mais de 10 anos, que foram baixados do contas a receber.

**Notas Explicativas da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D**

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de setembro de 2023

(Valores expressos em milhares de reais)

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

	31/12/2022	Constituição	Amortização	Atualização	Constituições com efeito caixa	Créditos de PIS/COFINS	Reclassificação	30/09/2023
<b>Parcela A</b>								
CDE - Conta de desenvolvimento energético (a)	158.837	(30.515)	(140.309)	7.897	-	-	(199)	(4.289)
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	31.343	(13.242)	(29.378)	912	-	-	(151)	(10.516)
Rede básica	90.441	85.840	(36.966)	8.779	-	-	(784)	147.310
Compra de energia CVA (b)	(414.473)	(215.190)	260.550	(39.191)	-	-	(5.852)	(414.156)
ESS - Encargos do serviço do sistema (c)	108.184	16.167	(88.244)	7.546	-	-	(1.169)	42.484
Transp. Itaipú	4.027	9.733	(2.895)	596	-	-	(38)	11.423
	(21.641)	(147.207)	(37.242)	(13.461)	-	-	(8.193)	(227.744)
<b>Itens financeiros</b>								
Sobrecontratação de energia	108.977	44.256	(761)	8.895	-	-	848	162.215
Neutralidade (d)	(11.667)	(62.758)	5.661	(8.061)	-	-	-	(76.825)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente	(38.834)	(26.851)	26.127	(1.003)	-	-	-	(40.561)
Compensação créditos PIS/COFINS (e)	-	-	264.404	-	-	(264.404)	-	-
Risco hidrológico (f)	(205.688)	-	34.529	(8.679)	-	-	-	(179.838)
Empréstimo escassez hídrica	(65.605)	-	-	(6.511)	-	-	-	(72.116)
CDE Modicidade Tarifária – Empréstimo (g)	(103.686)	-	93.637	(556)	(12.993)	-	-	(23.598)
Outros (h)	204.462	(709)	(190.257)	(30)	(525)	-	7.345	20.286
	(112.041)	(46.062)	233.340	(15.945)	(13.518)	(264.404)	8.193	(210.437)
<b>Total</b>	(133.682)	(193.269)	196.098	(29.406)	(13.518)	(264.404)	-	(438.181)
<b>Circulante</b>								
Valores a receber	704.689							373.831
Valores a devolver	(653.777)							(748.034)
Efeito líquido ativo (passivo)	50.912							(374.203)
<b>Não circulante</b>								
Valores a receber	163.024							49.696
Valores a devolver	(347.618)							(113.674)
Efeito líquido ativo (passivo)	(184.594)							(63.978)
<b>Efeito líquido total</b>	(133.682)							(438.181)

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

### Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação Período findo em 30 de setembro de 2023 (Valores expressos em milhares de reais)

- (a) O saldo da CVA CDE foi afetado pelas seguintes variações: (i) constituição passiva da CVA de R\$ 30.515, devido a redução do pagamento da cota mensal de CDE USO. As resoluções vigentes realizaram valor menor que o da cobertura da Revisão tarifária anual 2022; (ii) O impacto negativo da amortização do componente financeiro desse item, para o período foi de R\$ 140.309;
- (b) O saldo da CVA de energia teve como movimentação: (i) as constituições positivas dos custos com efeito de disponibilidade, risco e exposição financeira repassados às distribuidoras, para atendimento do mercado, gerando uma movimentação no período de R\$ 116.924 e das constituições negativas de R\$ 332.114 referentes aos custos com os contratos de Energia de Leilão, que realizaram valor menor em relação a cobertura tarifária, resultando o movimento líquido passivo de R\$ 215.190. O impacto positivo da amortização do componente financeiro desse item para o período foi de R\$ 260.550;
- (c) 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 acima da cobertura tarifária até o período findo em 30 de setembro de 2023, e a conta de Encargos de Serviços de Sistema (ESS) que resultou em uma constituição ativa de R\$ 16.167 referente a CVA ESS. O impacto negativo da amortização do componente financeiro desse item para o período foi de R\$ 88.244;
- (d) 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 passivo de R\$ 62.758. O impacto positivo da amortização do componente financeiro desse item para o período foi de R\$ 5.661;
- (e) 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;
- (f) 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, performando amortização positiva de R\$ 34.529;
- (g) Refere-se ao valor de R\$ 116.283, aportado pela Eletrobrás ou por suas subsidiárias nos termos da Resolução CNPE nº 15, de 2021, repassados às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, até 29 de julho de 2022, nas contas correntes vinculadas ao repasse de Modicidade Tarifária da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, por meio do Despacho nº 1.959/ANEEL de 21 de julho de 2022. Em 24 de abril de 2023 houve uma nova liberação por meio do despacho nº 1.120/2023 no valor de R\$12.993. O impacto positivo da amortização do componente financeiro desse item para o período foi de R\$ 93.637; e
- (h) No componente outros são considerados todas as amortizações dos demais componentes financeiros, onde destacamos os principais ofensores: (i) reversão da bandeira de escassez hídrica performando com montante negativo R\$ 186.814; (ii) Ajuste financeiro do saldo de Itaipú com montante negativo de R\$ 6.805; (iii) Custo Covid, Encargo CDE Covid Migração Livre contribuem com efeito positivo de R\$ 3.362.

Anualmente, no mês de novembro, a ANEEL apura o novo índice do reajuste tarifário da Companhia adequando suas despesas da Parcela A (custos não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão). As tarifas de aplicação da Companhia, constantes da Resolução Homologatória nº 3.138, de 16 de novembro de 2022, foram reajustadas, em média, 5,68%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, usuários e agentes supridos da distribuidora.

Neste processo, as CVAs contabilizadas pela Companhia são validadas, devendo ser feita a baixa das diferenças entre o valor apurado pela Companhia e o concedido pela ANEEL no mesmo exercício. A apuração das diferenças desses diversos pontos é chamada de efeito do reajuste na Companhia.

A partir de 1º de julho de 2022, as faixas de acionamento das Bandeiras Tarifárias, de que trata o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, serão as definidas no Ábaco de Acionamento das Bandeiras Tarifárias, de acordo com a Resolução homologatória nº 3.051 de 21 de junho de 2022. Os valores a serem adicionados à tarifa de aplicação de energia, TE, serão de 29,89 R\$/MWh, quando da vigência da bandeira tarifária amarela, 65,00 R\$/MWh, quando da vigência do patamar 1 da bandeira tarifária vermelha e de 97,95 R\$/MWh, quando da vigência do patamar 2 da bandeira tarifária vermelha.

No período findo em 30 de setembro de 2023, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 13.136 (R\$ 240.274 em 31 de dezembro de 2022) de bandeira tarifária, sendo que R\$ 1.426 (R\$ 207.046 em 31 de dezembro de 2022) obtidos por meio de bandeira tarifária via faturamento junto aos clientes e R\$ 11.709 (R\$ 33.227 em 31 de dezembro de 2022) recebendo via CCRBT. A bandeira tarifária foi criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela CCEE.

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 8 Impostos e contribuições a recuperar

	30/09/2023	31/12/2022
<b>Circulante</b>		
ICMS a recuperar	41.699	68.682
PIS e COFINS	25.921	27.570
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	319.174	186.158
Outros	235	359
<b>Total circulante</b>	<b>387.029</b>	<b>282.769</b>
<b>Não circulante</b>		
ICMS a recuperar	118.179	111.743
PIS e COFINS a recuperar (ICMS) (a)	260.577	531.470
Outros	-	78
<b>Total não circulante</b>	<b>378.756</b>	<b>643.291</b>
<b>Totais impostos e contribuições a recuperar</b>	<b>765.785</b>	<b>926.060</b>

- (a) A Companhia possui um ativo referente a PIS/COFINS a recuperar de R\$ 579.751 (R\$ 717.628 em 31 de dezembro de 2022), 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 julgamento 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 setembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022, a Companhia possui movimentações com partes relacionadas, principalmente dos contratos de compartilhamentos, entre outros, com as empresas descritas abaixo:

		30/09/2023		31/12/2022		30/09/2022	
		Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)	Ativo (Passivo)	Efeito no resultado (Despesa)
<b>Outras contas a receber</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	1.196	4.714	42	-	-	-
Equatorial Para Distribuidora de Energia S.A.	(a)	1.665	6.566	58	-	-	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	500	1.971	17	-	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	834	3.287	29	-	-	-
Companhia de eletricidade do Amapá S.A	(a)	209	365	3	-	-	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a)	9	34	-	-	-	-
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a)	9	33	-	-	-	-
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a)	13	49	1	-	-	-
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a)	21	80	1	-	-	-
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a)	10	36	-	-	-	-
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a)	11	41	-	-	-	-
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(a)	11	43	1	-	-	-
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a)	15	57	1	-	-	-
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA	(a)	14	54	1	-	-	-
<b>Total</b>		<b>4.517</b>	<b>17.330</b>	<b>154</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Outros créditos a receber - Intercompany</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Companhia de eletricidade do Amapá S.A	(b)	532	-	-	-	-	-
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(b)	907	-	-	-	-	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(b)	460	-	-	-	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(b)	238	-	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>2.137</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Fornecedores</b>							
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>							
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(310)	-	-	-	-	-
Equatorial Para Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(896)	-	-	-	-	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(144)	-	-	-	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(238)	-	-	-	(244)	-
Companhia de Eletricidade do Amapá S.A	(c)	(303)	-	-	-	-	-
Equatorial Goiás Distribuidora de Energia S.A.	(c)	(929)	-	-	-	-	-
Equatorial Telecomunicações	(d)	(160)	(1.025)	(6)	(1.683)	-	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(e)	(218)	(1.308)	(177)	(1.037)	-	-
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(e)	(198)	(1.182)	(166)	(942)	-	-
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(e)	(266)	(1.678)	(238)	(1.396)	-	-
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(e)	(518)	(3.115)	(437)	(2.459)	-	-
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(e)	(240)	(1.439)	(201)	(1.159)	-	-
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(e)	(298)	(1.779)	(250)	(1.449)	-	-
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(e)	(202)	(1.238)	(176)	(976)	-	-
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(e)	(336)	(1.989)	(280)	(1.546)	-	-
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA	(e)	(218)	(1.905)	(324)	(1.838)	-	-
Instituto Equatorial	(f)	(1.742)	-	-	-	-	-
Equatorial Serviços	(g)	(4.390)	(21.242)	-	-	-	-
<b>Total</b>		<b>(11.606)</b>	<b>(39.642)</b>	<b>(2.255)</b>	<b>(14.729)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

<b>Outras contas a pagar</b>					
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>					
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(3.687)	(12.339)	(4.545)	(110)
Equatorial Para Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(2.953)	(7.766)	(1.684)	-
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(750)	(2.386)	(921)	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(a)	(550)	(1.786)	(622)	-
Companhia de Eletricidade do Amapá S.A	(a)	(367)	(304)	(73)	-
Equatorial Transmissora 1 SPE S.A.	(a)	(3)	(3)	-	-
Equatorial Transmissora 2 SPE S.A.	(a)	(7)	(15)	-	-
Equatorial Transmissora 3 SPE S.A.	(a)	(2)	(2)	-	-
Equatorial Transmissora 4 SPE S.A.	(a)	(165)	(239)	(2)	-
Equatorial Transmissora 5 SPE S.A.	(a)	(4)	(4)	-	-
Equatorial Transmissora 6 SPE S.A.	(a)	(1)	(1)	-	-
Equatorial Transmissora 7 SPE S.A.	(a)	(9)	(10)	-	-
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(a)	(7)	(7)	-	-
Integração Transmissora de Energia S.A. – INTESA	(a)	(18)	(28)	(4)	-
<b>Controladora indireta</b>					
Equatorial Energia	(h)	(29.121)	(26.216)	(5.548)	-
<b>Total</b>		<b>(37.644)</b>	<b>(51.106)</b>	<b>(13.399)</b>	<b>(110)</b>
		<b>30/09/2023</b>		<b>31/12/2022</b>	
		<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>	<b>Ativo</b>	<b>Passivo</b>
<b>Investimentos em serviço – (bens em comodato)</b>					
<b>Entidade é membro do mesmo grupo econômico</b>					
Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A.	(i)	202	(202)	-	-
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.	(j)	118	(118)	121	(121)
<b>Total</b>		<b>320</b>	<b>320</b>	<b>121</b>	<b>(121)</b>

- (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 para o ativo imobilizado;
- (c) Os valores são provenientes da compra de materiais para o ativo imobilizado;
- (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 Equatorial referem-se a projetos de P&D e PEE, de gestão corporativa;
- (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 Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D (Contratante) e a Equatorial Energia S.A. (Contratada), com o objetivo de remunerar as garantias prestadas sob forma de fiança/aval em contratos. A prestação da garantia, terá uma remuneração equivalente a 1% (um por cento) ao ano, pro rata, incidente sobre o saldo devedor do título ou contrato garantido;
- (i) Relação de ativos cedidos em comodato no exercício de 2023, da Equatorial Alagoas Distribuidora de Energia S.A. para a Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D, de forma não onerosa pelo prazo de 12 (doze) meses conforme descrito no Termo de Comodato, podendo sua devolução acontecer antes a critério das partes; e
- (j) Relação de ativos cedidos em comodato no exercício de 2022, da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. para à Companhia Estadual de Distribuição Elétrica – CEEE-D, de forma não onerosa pelo prazo de 24 (vinte e quatro) meses conforme descrito no Termo de Comodato, podendo sua devolução acontecer antes a critério das partes.

### 9.1 Remuneração de pessoal-chave da Administração

O pessoal-chave da Administração, Conselho de Administração, o Presidente e Diretores, incluindo o Conselho Fiscal e Comitê de Auditoria. A remuneração anual total foi fixada em até R\$ 5.200 (R\$ 5.200 em 31 de dezembro de 2022), conforme Assembleia Geral Ordinária, realizada em 28 de abril de 2023.

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

Em 30 de setembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022, a Companhia não possui para suas pessoas chave da Administração remuneração nas categorias de: a) benefícios de rescisão de contrato de trabalho; e b) remuneração baseada em ações.

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

Os benefícios pós-empregos estão descritos na nota explicativa nº 25 – Benefício pós-emprego e referem-se aos planos de benefícios de aposentadoria e pensão com o objetivo de complementar e suplementar os benefícios pagos pelo sistema oficial da previdência social.

Os diretores executivos possuem o benefício de plano de Pagamento Baseado em Ações. As datas de vencimento e os preços de exercício das opções de compra de ações pelos diretores executivos e detalhes adicionais do plano estão apresentados na nota explicativa nº 20.2 – Plano de opção de compra de ações. Proporção de cada elemento na remuneração total paga, referente ao período findo em 30 de setembro de 2023:

	<u>30/09/2023</u>	<u>%</u>
Remuneração fixa anual	<u>2.946</u>	<u>100%</u>
Salário ou Pró-labore	<u>1.990</u>	<u>67%</u>
Benefícios diretos e indiretos	<u>956</u>	<u>33%</u>
Valor total da remuneração	<u><u>2.946</u></u>	<u><u>100%</u></u>

### 9.2 Garantias

A Equatorial Energia S.A., controladora indireta da Companhia, presta garantia como avalista ou fiadora da Companhia, com ônus<sup>(\*)</sup>, nos contratos de empréstimos e debêntures abaixo listados:

<u>Instituição</u>	<u>Valor contratado</u>	<u>% do aval</u>	<u>Início</u>	<u>Término</u>	<u>Valor liberado</u>	<u>30/09/2023 (a)</u>
Sumitomo Mitsui Banking	250.000	100	13/08/2021	13/08/2024	250.000	242.649
Nota Promissória	500.000	100	25/08/2021	25/08/2024	500.000	650.551
1ª Emissão de Debêntures 1ª Série	1.200.000	100	19/08/2021	15/08/2026	1.200.000	908.101
1ª Emissão de Debêntures 2ª Série	300.000	100	19/08/2021	15/09/2029	300.000	345.903
1ª Nota Comercial	400.000	100	17/10/2022	14/10/2027	400.000	426.647
2ª Emissão de Debêntures 1ª Série	250.000	100	23/12/2022	15/12/2029	250.000	264.928
Citibank	583.800	100	30/06/2023	27/01/2027	583.800	617.403
Bank of América	233.760	100	06/07/2023	29/01/2027	233.760	242.466
3ª Emissão de Debêntures Série Única	180.000	100	09/08/2023	15/07/2030	180.000	182.295
BNDDES 21/22/23	200.000	100	27/09/2023	15/12/2036	200.000	200.216
Apólices de Seguros	335.288	100	31/07/2021	11/09/2028	N/A	N/A
Total	<u><u>4.432.848</u></u>				<u><u>4.097.560</u></u>	<u><u>4.081.159</u></u>

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

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

## Notas Explicativas da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 10 Ativo financeiro da concessão

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

	31/12/2022	Atualização do ativo financeiro (a)	Transferência - Ativos de contrato (b)	30/09/2023
Ativo financeiro	680.923	16.324	37.436	734.683
Obrigações especiais	(195.821)	(2.358)	21.973	(176.206)
<b>Total ativo financeiro da concessão</b>	<b>485.102</b>	<b>13.966</b>	<b>59.409</b>	<b>558.477</b>

- (a) Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização pelo IPCA, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizados pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Maiores informações na nota explicativa nº 21 – Receita operacional líquida; e
- (b) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o ativo financeiro da concessão.

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

### 11 Intangível

O ativo intangível está constituído conforme a seguir demonstrado:

	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	30/09/2023			
		Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço	4,11%	4.541.697	(2.272.347)	(184.249)	2.085.101
Total		4.541.697	(2.272.347)	(184.249)	2.085.101
31/12/2022					
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações vinculadas à concessão	Valor líquido
Em serviço	3,77%	4.490.140	(2.171.945)	(169.671)	2.148.524
Total		4.490.140	(2.171.945)	(169.671)	2.148.524

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 limitados à data do contrato de concessão até agosto de 2045, conforme ICPC 01(R1)/IFRIC 12 – Contratos de concessão.

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 11.1 Movimentação do ativo intangível

	31/12/2022	Adições	Baixas	Transferências Ativo de contrato (a)	30/09/2023
Em serviço	4.490.140	28.675	(18.515)	41.397	4.541.697
(-) Amortização	(2.171.945)	(118.717)	18.315	-	(2.272.347)
Total em serviço	2.318.195	(90.042)	(200)	41.397	2.269.350
Obrigações especiais (b)	(265.402)	(1.141)	-	(21.973)	(288.516)
(-) Amortização	95.731	8.536	-	-	104.267
Total em obrigações especiais	(169.671)	7.395	-	(21.973)	(184.249)
Total	2.148.524	(82.647)	(200)	19.424	2.085.101

- (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.

A Companhia avaliou e não há nenhum indicativo de que o valor contábil dos bens exceda seu valor recuperável para período findo em 30 de setembro de 2023 e exercício findo em 31 de dezembro de 2022.

## 12 Ativos de contrato

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

	31/12/2022	Adições (c)	Transferências (b)		30/09/2023
			Ativo intangível	Ativo financeiro	
Ativos de Contrato	785.057	593.091	(41.397)	(37.436)	1.299.315
Obrigações especiais (a)	(93.136)	(456)	21.973	(21.973)	(93.592)
<b>Total</b>	691.921	592.635	(19.424)	(59.409)	1.205.723

- (a) Obrigações especiais representam, substancialmente, recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica;
- (b) Correspondem às transferências (bifurcação) dos ativos de contrato para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão; e
- (c) O montante de R\$ 592.635 refere-se às adições líquidas dos ativos de contrato reconhecidas no período. Deste total, R\$ 528.477 impactou o caixa da Companhia e, conforme nota explicativa nº 27.1 – Transações que não afetam caixa, R\$ 15.086 refere-se às adições em contrapartida de fornecedores, R\$ 45.956 refere-se às adições em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas, R\$ 4.523 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\$1.407 refere-se a provisão para perda de estoque.

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 de nove meses, findo em 30 de setembro de 2023 e exercício findo em 31 de dezembro de 2022. Os valores dos bens em construção estão sujeitos à fiscalização da ANEEL.



## Notas Explicativas Estaduais de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 13 Fornecedores

	<u>30/09/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Suprimento de energia elétrica (a)	241.333	285.352
Encargos de uso da rede elétrica	105.851	74.228
Materiais e serviços (b)	96.078	206.776
Partes relacionadas – nota explicativa nº 9	<u>11.606</u>	<u>2.255</u>
<b>Total</b>	<u><b>454.868</b></u>	<u><b>568.611</b></u>

- (a) A variação ocorreu devido, principalmente, a redução das despesas com os contratos de Energia Elétrica, com destaque para o contrato com Usina Itaipu, no valor de R\$ 48.167 e as despesas da Liquidação CCEE no Mercado de Curto Prazo que aumentaram em R\$ 8.443.
- (b) O saldo refere-se, substancialmente, a fornecedores de materiais e serviços, atinentes ao custeio operacional e aos investimentos realizados na infraestrutura da área de concessão da Companhia no decorrer do período em referência e a redução em relação ao exercício 31 de dezembro de 2022, ocorreu devido ao alto volume de investimentos no exercício anterior na nova área de concessão, em especial na aquisição de materiais, no período da aquisição da Companhia pelo Grupo Equatorial.

#### 13.1 Fornecedores – Risco sacado

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

A Companhia aplica recursos com um fundo de investimento (FIDC), para estruturar com os seus principais fornecedores a operação de antecipação de créditos em que a Companhia é a legítima devedora. Nesta operação, os fornecedores transferem o direito de recebimento dos títulos para o fundo em troca do recebimento antecipado. O fundo, por sua vez, passa a ser credor da operação, sendo que a Companhia efetua a liquidação do título na mesma data acordada com seu fornecedor. Ademais, a Companhia, por confirmar a existência dos créditos dos fornecedores ao fundo, assegura a este a certeza e liquidez de seus vencimentos. Taxas de desconto praticadas entre o fundo e os fornecedores são definidas por negociação entre as partes, sem intermediação da Companhia. Adicionalmente, a opção pela antecipação é de exclusivo arbítrio de cada fornecedor.

Em 30 de setembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022, a Companhia apresentou R\$ 22.141 e R\$ 11.211, respectivamente, em valores de fornecedores – risco sacado, os quais possuem um prazo médio de liquidação de 90 dias.

## Notas Explicativas da Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 14 Empréstimos e financiamentos

#### 14.1 Composição do saldo

	Custo da dívida (% a.a.)	Garantias	30/09/2023		
			Principal e encargos		
			Circulante	Não circulante	Total
<b>Moeda estrangeira (US\$)</b>					
<i>Bank Of America</i> (BOFA)	CDI + 1,50%	Aval/Fiança	3.825	238.642	242.467
<i>Sumitomo Mitsui Banking Corporation</i> (SMBC)	CDI + 1,45%	Aval/Fiança	242.649	-	242.649
<i>Citibank</i>	CDI + 1,85%	Aval/Fiança	11.703	605.700	617.403
Total moeda estrangeira US\$ (a)			258.177	844.342	1.102.519
<b>Moeda nacional</b>					
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)	IPCA + 7,38%	Aval/Fiança	11.711	188.505	200.216
Nota comercial	CDI + 1,40%	Aval/Fiança	26.647	400.000	426.647
Notas promissórias	CDI + 1,40%	Aval/Fiança	650.933	-	650.933
Subtotal			689.291	588.505	1.277.796
(-) Custo de captação			(736)	(4.337)	(5.073)
Total moeda nacional			688.555	584.168	1.272.723
<b>Total empréstimos e financiamentos</b>			<b>946.732</b>	<b>1.428.510</b>	<b>2.375.242</b>

	Custo da dívida (% a.a.)	Garantias	31/12/2022		
			Principal e encargos		
			Circulante	Não circulante	Total
<b>Moeda estrangeira (US\$)</b>					
<i>Bank Of America</i> (BOFA)	CDI + 1,50%	Aval/Fiança	253.919	-	253.919
<i>Sumitomo Mitsui Banking Corporation</i> (SMBC)	CDI + 1,45%	Aval/Fiança	2.089	250.129	252.218
Total moeda estrangeira US\$ (a)			256.008	250.129	506.137
<b>Moeda nacional</b>					
Nota comercial	CDI + 1,40%	Aval/Fiança	11.882	400.000	411.882
Notas promissórias	CDI + 1,40%	Aval/Fiança	-	586.037	586.037
Subtotal			11.882	986.037	997.919
(-) Custo de captação			(418)	(278)	(696)
Total moeda nacional			11.464	985.759	997.223
<b>Total empréstimos e financiamentos</b>			<b>267.472</b>	<b>1.235.888</b>	<b>1.503.360</b>

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

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 14.2 Movimentação de empréstimos e financiamentos

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

	Moeda nacional		Moeda estrangeira (US\$)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2022</b>	11.464	985.759	256.008	250.129	1.503.360
Ingressos	-	200.000	-	817.560	1.017.560
Encargos	194.787	(86.037)	22.226	-	130.976
Varição monetária e cambial	3	43	(11.113)	3.177	(7.890)
Transferências	510.907	(510.907)	226.524	(226.524)	-
Amortizações de principal	-	-	(226.532)	-	(226.532)
Pagamentos de juros	(28.919)	-	(8.936)	-	(37.855)
Custo de captação (a)	313	(4.690)	-	-	(4.377)
<b>Saldos em 30 de setembro de 2023</b>	<b>688.555</b>	<b>584.168</b>	<b>258.177</b>	<b>844.342</b>	<b>2.375.242</b>

- (a) Refere-se a movimentação do custo de transação/captação. Quando positivo, significa que houve a apropriação pela taxa efetiva de juros e quando negativo, adição.

### 14.3 Ingressos

Instituição	Ingresso	Data do Ingresso	Pagamento de Juros	Amortização	Destinação de Recurso	Encargo Financeiro (a.a.)	Taxa Efetiva com Derivativo (a.a.)
Citibank	583.800	jun-23	Semestral	Customizada	Capital de Giro	USD + Sofr + 1,09%	CDI + 1,85%
Bank Of America	233.760	jul-23	Anual	Bullet	Capital de Giro	USD + 6,7882%	CDI + 1,8475%
BNDES	200.000	set-23	Trimestral/Mensal após carência	Mensal após carência	Investimento	IPCA + 7,38%	Não se aplica
<b>Total</b>	<b>1.017.560</b>						

### 14.4 Cronograma de amortização da dívida

Em 30 de setembro de 2023, as parcelas relativas aos empréstimos e financiamentos apresentavam os seguintes vencimentos:

Vencimento	30/09/2023	
	Valor	%
Circulante	946.732	40%
2024	3.847	0%
2025	15.388	1%
2026	75.886	3%
2027	1.199.232	50%
Após 2027	138.494	6%
Subtotal	1.432.847	60%
Custo de captação (Não circulante)	(4.337)	0%
Não circulante	1.428.510	60%
Total	2.375.242	100%

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 14.5 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 Energia), 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	<i>Bank of America</i>	<i>SMBC</i>	Notas promissórias	Nota Comercial	<i>Citibank</i>
1ª Dívida líquida/EBITDA: <= 4,5	3,6	3,6	3,6	3,6	3,6

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

No período findo em 30 de setembro de 2023, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nesses 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, pela Controladora Indireta. Para o último período divulgado, a Companhia cumpriu todas as obrigações estipuladas nos contratos.

## 15 Debêntures

### 15.1 Movimentação de debêntures

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

	<u>Passivo circulante</u>	<u>Passivo não circulante</u>	<u>Total</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2022	371.875	1.473.928	1.845.803
Ingressos	-	180.000	180.000
Encargos	154.693	-	154.693
Transferências	299.023	(299.023)	-
Amortização de principal	(300.000)	-	(300.000)
Pagamento de juros	(202.722)	-	(202.722)
Variação monetária e cambial	-	22.477	22.477
Custo de captação (a)	977	-	977
Saldos em 30 de setembro de 2023	<u>323.846</u>	<u>1.377.382</u>	<u>1.701.228</u>

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

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 15.2 Cronograma de amortização da dívida

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

Vencimento	30/09/2023	
	Valor	%
Circulante	<b>323.846</b>	<b>19%</b>
2025	<b>300.000</b>	<b>18%</b>
2026	<b>300.000</b>	<b>18%</b>
Após 2027	<b>783.785</b>	<b>45%</b>
Subtotal	<b>1.383.785</b>	<b>81%</b>
Custo de captação (Não circulante)	<b>(6.403)</b>	<b>0%</b>
Total não circulante	<b>1.377.382</b>	<b>81%</b>
Total debêntures	<b>1.701.228</b>	<b>100%</b>

### 15.3 Características das debêntures

Emissão	Característica	Série	Garantias	Valor da Emissão	Custo Nominal	Data da Emissão	Venc. Final	Passivo circulante	Passivo não circulante	30/09/2023
										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	314.504	593.597	908.101
1ª (a)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	2ª	Aval/Fiança	300.000	IPCA + 5,4% a.a.	ago/21	set/29	2.319	343.584	345.903
2ª (b)	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	1ª	Aval/Fiança	250.000	CDI + 1,08% a.a.	dez/22	dez/29	5.389	259.539	264.928
3ª	(1)/(3)/(4)/(5)/(6)	Única	Aval/Fiança	180.000	IPCA + 6,50% a.a.	ago/23	jul/30	1.634	180.662	182.296
								323.846	1.377.382	1.701.228

- (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, o custo da ponta passiva do *swap*.

### 15.4 Covenants das debêntures

As debêntures contratadas pela Companhia possuem garantias reais e *covenants* não financeiros e financeiros (apurados por seu controlador final, Equatorial Energia), 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:

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

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

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

No período findo em 30 de setembro de 2023, a Companhia manteve-se em cumprimento de todas as obrigações e dentro dos limites estipulados nos contratos.

### 16 Impostos e contribuições a recolher

	<u>30/09/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Circulante		
ICMS (a)	21.270	2.304
ICMS parcelamento (b)	104.645	89.646
PIS e COFINS	126.468	131.870
Parcelamento Federal	942	26.283
ISS	3.377	4.172
Outros	6.267	4.736
Subtotal	<u>262.969</u>	<u>259.011</u>
Não circulante		
ICMS parcelamento (b)	2.491.439	2.378.522
Subtotal	<u>2.491.439</u>	<u>2.378.522</u>
Total	<u>2.754.408</u>	<u>2.637.533</u>

- (a) Aumento no período ocorreu devido, principalmente, a variação das alíquotas do ICMS, para as classes consumidoras residencial, comercial, serviço e poder público e consumo próprio que, em 31 de dezembro de 2021, eram de 30% e, a partir de 01 de janeiro de 2022, reduziram para 25%, e em de 23 de junho de 2022, entrou em vigência da LC 194/22, que reduziu a alíquota do ICMS para 17%; e devido a metodologia de cálculo do imposto a recolher, ou seja, antecipação calculada sobre o saldo mês anterior, quando da exclusão da TUSD da base de cálculo de ICMS em outubro/22 a antecipação realizada foi maior que a devida restando um saldo a compensar nos meses novembro e dezembro/22, por isso o saldo baixo a recolher em dezembro; e
- (b) 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\$ 90.723, refere-se a parcelamentos ordinários, e R\$ 2.505.361 refere-se ao parcelamento realizado junto à Secretaria da Fazenda do Estado do Rio Grande do SUL – SEFAZ/RS, nos termos do Decreto nº 55.577/2020 (Programa “REFAZ Energia Elétrica”), cujo pagamento foi dividido em 180 parcelas atualizadas mensalmente pela taxa SELIC e, conforme previsto no inciso IV do art. 4º, há possibilidade de redução de 60% dos juros e multa condicionada a quitação total ou parcial do débito. Os descontos possíveis estão demonstrados na tabela abaixo:

	<u>Parcelamentos sem descontos</u>	<u>Descontos</u>	<u>Parcelamentos com descontos</u>
Principal	1.499.130	-	1.499.130
Multa	399.032	(239.419)	159.613
Juros	607.199	(364.320)	242.879
Total	<u>2.505.361</u>	<u>(603.739)</u>	<u>1.901.622</u>

Expectativa de ICMS parcelamento a recolher	<u>30/09/2023</u>	
	<u>Valor</u>	<u>%</u>
Circulante	<u>104.645</u>	<u>4%</u>
2024	24.891	1%
2025	104.058	4%
2026	110.948	4%
2027	95.377	4%
Após 2027	<u>2.156.165</u>	<u>83%</u>
Não circulante	<u>2.491.439</u>	<u>96%</u>
Total	<u>2.596.084</u>	<u>100%</u>

**Notas Explicativas Estaduais de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D**

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

**17 Impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos****17.1 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social**

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa do imposto de renda pessoa jurídica (IRPJ) e da contribuição social sobre lucro líquido (CSLL) debitada em resultado, nos períodos findos em 30 de setembro de 2023 e 2022, está demonstrada a seguir:

	30/09/2023		30/09/2022	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Prejuízo contábil antes do IRPJ e da CSLL	(220.604)	(220.604)	(93.334)	(93.334)
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal (A)	(55.151)	(19.854)	(23.334)	(8.400)
<b>Adições:</b>				
Provisão para riscos judiciais	55.718	20.059	14.246	5.130
PECLD	28.258	10.173	27.516	9.906
Ajuste a valor presente	1.553	559	204	73
Variação de SWAP	-	-	4.835	1.740
Valor Novo de Reposição – VNR	514	185	-	-
Custo de Construção - CPC 47	144	52	-	-
Atuarial	18.204	6.554	-	-
Arrendamentos – CPC06 (R2)	-	-	384	138
Variação cambial	19.305	6.950	26.922	9.692
Outras provisões permanentes	6.885	2.417	9.478	3.412
Outras provisões	-	-	124	45
<b>Total adições (B)</b>	<b>130.581</b>	<b>46.949</b>	<b>83.709</b>	<b>30.136</b>
<b>Exclusões:</b>				
Reversão de provisão para riscos judiciais	(39.257)	(14.133)	(26.048)	(9.377)
PECLD	(19.185)	(6.906)	(18.619)	(6.703)
Swap	(4.757)	(1.712)	-	-
Provisão para participação nos lucros	(487)	(175)	-	-
Provisão para perda de estoque	(8.719)	(3.139)	-	-
Ajuste a valor presente	(6.811)	(2.452)	(5.315)	(1.914)
Valor Novo de Reposição – VNR	(4.005)	(1.442)	(6.938)	(2.498)
Variação Cambial	(15.501)	(5.580)	(75.918)	(27.330)
Receita de Construção - CPC 47	(200)	(72)	-	-
Arrendamentos - CPC 06 (R2)	(342)	(123)	(4.193)	(1.510)
Outras provisões não dedutíveis	(9.399)	(3.384)	-	-
Outras provisões Permanentes	(3.020)	(1.087)	-	-
<b>Total exclusões (C)</b>	<b>(111.683)</b>	<b>(40.205)</b>	<b>(137.031)</b>	<b>(49.332)</b>
Prejuízo Fiscal/ Base Negativa de CSLL (A + B + C)	<b>(36.253)</b>	<b>(13.110)</b>	<b>(76.656)</b>	<b>(27.596)</b>

## Notas Explicativas da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 17.2 Impostos diferidos não reconhecidos

Os impostos diferidos não foram reconhecidos por não haver expectativa de lucro tributável futuro nos próximos períodos e não ter um histórico de realização dos mesmos. As projeções até o final da concessão dependem de premissas importantes de turn around se concretizarem, de maneira a constituir evidências corroboratórias da recuperabilidade dos tributos diferidos.

Em 30 de setembro de 2023, a Companhia apresentou o saldo de R\$ 2.532.886 (R\$ 2.463.075 em 31 de dezembro de 2022) a realizar na rubrica de impostos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízo fiscais e base negativa de contribuição social.

	30/09/2023		31/12/2022	
	Valor	Efeito Tributário	Valor	Efeito Tributário
Prejuízos fiscais acumulados	7.177.051	1.794.263	7.030.634	1.757.658
Base negativa de CSLL	7.178.932	646.104	7.031.830	632.865
Diferenças temporárias	272.113	92.519	213.387	72.552
<b>Total</b>	<b>14.628.096</b>	<b>2.532.886</b>	14.275.851	2.463.075

### 18 Provisão para riscos judiciais e depósitos judiciais

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

	30/09/2023		31/12/2022	
	Provisão	Depósitos judiciais	Provisão	Depósitos judiciais
Cíveis	364.579	14.693	363.254	14.275
Fiscais	525	621	1.426	491
Trabalhistas	418.186	214.817	385.216	194.152
Regulatório	17.476	-	24.635	-
Ambiental	32.907	-	30.989	-
<b>Total</b>	<b>833.673</b>	<b>230.131</b>	805.520	208.918
Circulante	350.929	3.184	376.954	-
Não circulante	482.744	226.947	428.566	208.918

### 18.1 Movimentação dos riscos no período

	31/12/2022		30/09/2023			
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Saldo final
Cíveis (a)	363.254	42.573	(26.582)	(44.923)	30.257	364.579
Fiscais	1.426	14	-	(452)	(463)	525
Trabalhistas (b)	385.216	105.371	(66.729)	(49.499)	43.827	418.186
Regulatório	24.635	111	-	(6.533)	(737)	17.476
Ambiental	30.989	51	-	(4)	1.871	32.907
<b>Total contingências</b>	<b>805.520</b>	<b>148.120</b>	<b>(93.311)</b>	<b>(101.411)</b>	<b>74.755</b>	<b>833.673</b>

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



## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

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

No período findo em 30 de setembro de 2023, 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:

	<u>30/09/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
Cíveis (a)	<b>111.653</b>	120.847
Fiscais	<b>36</b>	90
Trabalhistas	<b>2.787</b>	482
Regulatório	-	32
Ambiental	<b>24.567</b>	101
Total	<b><u>139.043</u></b>	<u>121.552</u>

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

### a) Cíveis

A Companhia figura como ré em 10.226 processos cíveis em 30 de setembro de 2023, os quais, em sua grande maioria, referem-se ações indenizatórias questionando acidentes com a rede de distribuição, repetição do indébito por má-classificação tarifária, falha no fornecimento, morte por descarga elétrica (eletroplessão) ou danos decorrentes da rescisão de contratos com fornecedores. Esses processos são avaliados como prováveis, no montante de R\$ 364.579 (R\$ 363.254 em 31 de dezembro de 2022).

Dentre as provisões constituídas para processos com expectativa de perda provável, destaca-se a ação indenizatória movida por Banco Máxima em face da CEEE-D, buscando indenização por danos emergentes e lucros cessantes em decorrência de resgate forçado de debêntures conversíveis em ações, no montante de R\$ 220.800 (R\$ 208.283 em 31 de dezembro de 2022). Atualmente o processo está em fase de liquidação de sentença, a fim de aferir eventual prejuízo sofrido pelo Banco em decorrência dos danos emergentes, eis que o pedido de lucros cessantes foi julgado improcedente, já com trânsito em julgado.

Além dos processos provisionados, existem outros processos cíveis cuja possibilidade de perda em 30 de setembro de 2023 é avaliada como possível pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, no montante de R\$ 111.653 (R\$ 120.847 em 31 de dezembro de 2022) para as quais não foi constituída provisão. Desse montante, destaca-se o processo que envolve ação indenizatória movida pelo Banco Dimensão em face da CEEE-D, buscando indenização por danos emergentes e lucros cessantes em decorrência de resgate forçado de debêntures conversíveis em ações, no montante de R\$ 62.007 (R\$ 63.514 em 31 de dezembro de 2022). O processo foi julgado procedente, dando origem ao ingresso de Ação Rescisória por parte da CEEE-D, o qual está em trâmite.

## Notas Explicativas da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### b) Trabalhistas

O passivo trabalhista, em 30 de setembro de 2023, é composto por 6.995 ações judiciais. Do total de R\$ 418.186 (R\$ 385.216 em 31 de dezembro de 2022) provisionados, os assuntos mais relevantes referem-se a horas extras R\$ 116.126 (R\$ 100.401 em 31 de dezembro de 2022); ações de terceiros como responsabilidade subsidiária R\$ 58.319 (R\$ 60.886 em 31 de dezembro de 2022); responsabilidade solidária de R\$ 30.831 (R\$ 32.024 em 31 de dezembro de 2022); dentre outras.

## 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.

Em 31 de março de 2021 a Companhia constituiu: (i) ativo referente a PIS/COFINS a recuperar de R\$ 694.465; (ii) passivo de R\$ 711.096 relativo ao ressarcimento a seus consumidores. O ativo contempla créditos com a Receita Federal desde o ingresso da ação, ajustado pelo valor homologado, sendo necessária a reclassificação de R\$ 16.631, para PIS/COFINS a recuperar (nota explicativa nº 8 – Impostos e contribuições a recuperar). O passivo foi constituído considerando que a Companhia repassa aos seus consumidores os efeitos tributários incidentes sobre as faturas de energia elétrica dos últimos 10 anos, consoante com as disposições do Código Civil Brasileiro. Assim, após a homologação do crédito na Receita Federal e seu efetivo aproveitamento, considerando ainda eventual definição de mecanismos de ressarcimento pela ANEEL, espera-se que a realização ocorra em 22 meses.

No período findo em 30 de setembro de 2023, a Companhia efetuou complemento neste lançamento, referente à atualização da taxa SELIC, constituindo: (i) complemento de ativo e passivo no montante de R\$ 42.282 (R\$ 63.217 em 31 de dezembro de 2022); (ii) compensação de débitos tributários de R\$ 187.263 com os tributos federais imposto de renda, contribuição social, PIS, COFINS e retenções federais através de PER/DCOMP; (iii) houve amortização do passivo relativo ao ressarcimento a seus consumidores de R\$ 264.404; e (iv) R\$ 7.104 como receita financeira, onde também incidiu PIS/COFINS de R\$ 657.

	<u>30/09/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
<b>Ativo</b>		
Circulante – nota explicativa nº 8	319.174	186.158
Não circulante – nota explicativa nº 8	260.577	531.470
PIS e COFINS a recuperar	<u>579.751</u>	<u>717.628</u>
<b>Passivo (a)</b>		
Circulante	35.300	-
Não circulante	497.352	754.774
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	<u>532.652</u>	<u>754.774</u>
<b>Resultado</b>		
(+) <b>Receita financeira</b>	<u>30/09/2023</u>	<u>30/09/2022</u>
PIS/COFINS consumidores a restituir	7.104	7.559
(-) PIS/COFINS sobre a receita financeira	(657)	(351)
<b>Efeito líquido no resultado antes do imposto de renda e da contribuição social</b>	<u>6.447</u>	<u>7.208</u>

## Notas Explicativas da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

- (a) Após a homologação do processo de revisão tarifária pela ANEEL em novembro de 2022 (ciclo tarifário 2022 – 2023), R\$ 264.404 foi amortizado via Parcela A, em atendimento à nota técnica nº 9/2021–SFF/SGT/SRM/SMA/ANEEL (para maior detalhamento, veja nota explicativa nº 7 – Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros), havendo ainda um valor residual de R\$ 35.300 (R\$ 0 em 31 de dezembro de 2022) para ser amortizado nos próximos doze meses. Apesar do início da devolução dos valores aos consumidores, o montante de R\$ 497.352 (R\$ 754.774 em 31 de dezembro de 2022), está aguardando a conclusão das discussões junto à ANEEL a respeito dos mecanismos e critérios, para a efetiva compensação dos créditos tributário.

Em 30 de Setembro de 2023, a Companhia possui habilitação dos créditos pela Receita Federal e o saldo classificado no ativo circulante no montante de R\$ 319.174 será realizado mediante compensação dos seguintes tributos federais até os próximos 12 (doze) meses: imposto de renda e contribuição social, PIS e COFINS e retenções federais.

### 19.1 Expectativa de PIS/COFINS a recuperar

	30/09/2023	
	Valor	%
Circulante	319.174	55%
2024	68.980	12%
2025	191.597	33%
Não circulante	260.577	45%
Total (a)	579.751	100%

- (a) A Companhia possui ativo referente a PIS/COFINS a recuperar no montante de R\$ 579.751 (R\$ 717.628 em 31 de dezembro de 2022), após publicação do Acórdão do julgamento do Recurso extraordinário julgado pelo STF, e suportado pelo trânsito e julgado da Ação.

## 20 Passivo a descoberto

### 20.1 Capital social

O capital social subscrito e integralizado da Companhia é de R\$ 3.385.861 (R\$ 3.385.861 em 31 de dezembro de 2022), correspondente a um total de 68.090.916 (sessenta e oito milhões, noventa mil, novecentos e dezesseis) ações ordinárias e 164.014 (cento e sessenta e quatro mil e quatorze) ações preferenciais, nominativas, sem valor nominal e principais acionistas está demonstrada conforme a seguir:

Acionistas	30/09/2023			
	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 Energia 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.

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

Esses planos são administrados pelo Conselho de Administração da Companhia, por intermédio de um Comitê de Pessoas, Governanças e Sustentabilidade, dentro dos limites estabelecidos nas Diretrizes de Elaboração e Estruturação de cada Plano e na legislação aplicável. As características dos planos estão descritas na nota explicativa nº 21.2 – Planos de opção de compra de ações, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2022.

### (i) Quinto Plano de Opção de Compra de Ações

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

As informações das Opções outorgadas, ocorridas no período findo em 30 de setembro de 2023, estão descritas abaixo, e das outorgas anteriores estão descritas na nota explicativa nº 21.2.1 – Quinto Plano de Opção de Compra de Ações, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2022.

#### 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.

<i>Em opções</i>	Número de Opções	Valor justo ponderado do preço	Número de opções	Valor justo ponderado do preço
	30/09/2023	30/09/2023	31/12/2022	31/12/2022
Existentes em 1º de janeiro	150.000	23,28	-	-
Outorgadas durante o período	-	-	150.000	25,34
<b>Existentes ao fim do período</b>	<b>150.000</b>	<b>23,28</b>	<b>150.000</b>	<b>22,95</b>

A despesa reconhecida no período findo em 30 de setembro de 2023 foi de R\$ 449 (R\$ 498 em 30 de setembro de 2022) para a Companhia, e refere-se ao valor justo reconhecido durante o *vesting period* que é avaliado em cada data base. No período findo de 30 de setembro de 2023 não houve movimentação das outorgas existentes em 31 de dezembro de 2022.

### (ii) Plano de outorga de “Phantom Shares”

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 Energia, caso as métricas de performance fossem atingidas:

<i>Em ações</i>	Número de ações	Valor justo ponderado do preço
	30/09/2023	30/09/2023
Existentes em 1º de janeiro	-	-
Outorgadas durante o período	85.000	32,73
<b>Existentes ao fim do período</b>	<b>85.000</b>	<b>24,77</b>

A despesa reconhecida para o plano de “Phantom shares” no período findo em 30 de setembro de 2023 foi de R\$ 1.988 (R\$ 0 em 30 de setembro de 2022). O valor justo ponderado do preço reconhecido no período findo em 30 de setembro de 2023, foi de R\$ 32,73 (R\$ 0 em 31 de dezembro de 2022).

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

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 20.3 Prejuízo 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 prejuízo por ação básico e diluído.

	30/09/2023			30/09/2022		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total
Numerador:						
Prejuízo do período	(220.074)	(530)	(220.604)	(93.110)	(224)	(93.334)
Denominador:						
Média ponderada por classe de ações	68.091	164	68.255	68.091	164	68.255
Prejuízo básico e diluído por ação	(3,23206)	(3,23206)	(3,23206)	(1,36743)	(1,36743)	(1,36743)

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.

## 21 Receita operacional líquida

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

	01/07/2023 a 30/09/2023	01/01/2023 a 30/09/2023	01/07/2022 a 30/09/2022	01/01/2022 a 30/09/2022
Receita de distribuição (a)	1.068.768	3.661.069	1.054.762	4.077.548
Remuneração financeira WACC (b)	29.325	68.250	26.471	61.381
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (c)	128.897	2.829	61.002	(315.777)
Subvenção CDE - Outros (d)	39.048	117.144	37.710	155.283
<b>Fornecimento de energia elétrica</b>	<b>1.266.038</b>	<b>3.849.292</b>	<b>1.179.945</b>	<b>3.978.435</b>
Suprimento de energia elétrica (d)	47.653	109.174	55.623	142.620
Receita pela disponibilidade - uso da rede	134.224	405.364	111.710	363.643
Receita de construção (e)	175.068	593.091	328.713	494.038
Atualização dos ativos financeiro e contrato (f)	3.943	13.966	(1.918)	26.603
Outras Receitas	50.708	141.007	45.309	155.091
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>1.677.634</b>	<b>5.111.894</b>	<b>1.719.382</b>	<b>5.160.430</b>
<b>Deduções</b>				
ICMS sobre venda de energia elétrica (g)	(202.286)	(596.730)	(203.114)	(992.245)
PIS e COFINS	(91.557)	(346.968)	(109.749)	(383.162)
Encargos do consumidor	(10.543)	(31.704)	(8.831)	(26.340)
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (d)	(165.485)	(496.497)	(166.538)	(536.767)
Penalidades DIF/FIC e outras	(6.770)	(23.819)	(7.267)	(38.445)
<b>Deduções da receita operacional</b>	<b>(476.641)</b>	<b>(1.495.718)</b>	<b>(495.499)</b>	<b>(1.976.959)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>1.200.993</b>	<b>3.616.176</b>	<b>1.223.883</b>	<b>3.183.471</b>

- (a) A variação deve-se principalmente por: (i) variação da bandeira tarifária que passou de escassez hídrica até abril de 2022, para bandeira verde em todo período de 2023; (ii) alíquota média de ICMS sobre a receita em 2022 foi de 23%, enquanto em 2023 a alíquota média ficou inferior a 15%;
- (b) 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;
- (c) A variação positiva de R\$ 318.606 dos ativos e passivos regulatórios deve-se principalmente por: (i) variação positiva entre os valores amortizados do último reajuste no montante de R\$ 361.571 em relação ao período anterior; (ii) variação negativa pelo reconhecimento de despesa na tarifa dos recursos recebidos a título de repasse da Conta-Covid no montante de R\$ 36.888; (iii) previsão dos custos de energia e encargos concedido pela ANEEL no reajuste foram superiores aos custos efetivamente pagos, gerando variação negativa de Parcela A de R\$ 553 e; (iv) variação negativa entre os valores da receita de ultrapassagem da demanda e reativo excedente pertencente a distribuidora no montante de R\$ 5.524;
- (d) Refere-se, principalmente, aos valores registrados conforme resoluções ANEEL nº 2.972 de 16 de novembro de 2021 e nº 3.138 de 16 de novembro de 2022 e bônus de incentivo de consumo, de acordo com ofício circular nº 38/2022- SFF/ANEEL;
- (e) A Companhia reconhece a receita de construção referente aos serviços de construções e melhorias previstos no contrato de concessão, com base no estágio de conclusão das obras realizadas. O valor é avaliado pela referência do levantamento dos trabalhos realizados, ou, quando não puder ser medido de maneira confiável, até o limite dos custos reconhecidos na condição em que os custos incorridos possam ser recuperados;
- (f) Em razão do 5º ciclo de revisão tarifária houve um considerável número de obras encerradas que impactaram o saldo a ser transferido/bifurcado para o ativo financeiro e sua consequente atualização cujo índice de inflação adotado, o IPCA, que passou de 7,17% até setembro de 2022 para 3,5% até setembro de 2023; e
- (g) A variação é proveniente da publicação da Lei Complementar nº 194/22, que reduziu as alíquotas de ICMS conforme explicado na nota (a).

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de setembro de 2023

(Valores expressos em milhares de reais)

### 22 Custo do serviço e despesas operacionais

	01/07/2023 a 30/09/2023						01/01/2023 a 30/09/2023					
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras despesas operacionais	Total	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras despesas operacionais	Total
Pessoal	(3.337)	(5.769)	(48.729)	-	-	(57.835)	(21.334)	(20.293)	(131.627)	-	-	(173.254)
Material	(2.103)	(181)	2.199	-	-	(85)	(4.362)	(488)	4.243	-	-	(607)
Serviços de terceiros	(27.957)	(28.794)	(22.317)	-	-	(79.068)	(97.201)	(73.554)	(71.876)	-	-	(242.631)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(716.803)	-	-	-	-	(716.803)	(2.037.008)	-	-	-	-	(2.037.008)
Custo de construção (b)	(175.068)	-	-	-	-	(175.068)	(593.091)	-	-	-	-	(593.091)
PECLD	-	-	-	(24.586)	-	(24.586)	-	-	-	(37.130)	-	(37.130)
Baixa de recebíveis incobráveis	-	-	-	-	(4.525)	(4.525)	-	-	-	-	(49.139)	(49.139)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(20.734)	-	-	(20.734)	-	-	(46.709)	-	-	(46.709)
Depreciação e amortização	(21.973)	-	(9.183)	-	-	(31.156)	(86.423)	-	(21.958)	-	-	(108.381)
Perda/ganho na desativação de bens e direito	-	-	-	-	3.645	3.645	-	-	-	-	5.113	5.113
Indenização por danos a terceiros	-	-	-	-	(4.978)	(4.978)	-	-	-	-	(4.978)	(4.978)
Provisão para perda de estoque	-	-	-	-	(1.407)	(1.407)	-	-	-	-	(1.407)	(1.407)
Outros	(159)	(476)	(9.774)	-	(4.948)	(15.357)	8.718	(1.253)	(12.517)	-	(7.465)	(12.517)
<b>Total</b>	<b>(947.400)</b>	<b>(35.220)</b>	<b>(108.538)</b>	<b>(24.586)</b>	<b>(12.213)</b>	<b>(1.127.957)</b>	<b>(2.830.701)</b>	<b>(95.588)</b>	<b>(280.444)</b>	<b>(37.130)</b>	<b>(57.876)</b>	<b>(3.301.739)</b>
	01/07/2022 a 30/09/2022						01/01/2022 a 30/09/2022					
	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras despesas operacionais	Total	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	Perda por redução ao valor recuperável	Outras despesas operacionais	Total
Pessoal	(37.926)	(11.338)	(4.694)	-	-	(53.958)	(146.492)	(46.991)	(15.761)	-	-	(209.244)
Material	(2.674)	(156)	6	-	-	(2.824)	(8.254)	(1.451)	(926)	-	-	(10.631)
Serviços de terceiros	(16.591)	(36.694)	(15.850)	-	-	(69.135)	(50.198)	(98.379)	(33.026)	-	-	(181.603)
Energia elétrica comprada para revenda (a)	(664.851)	-	-	-	-	(664.851)	(1.929.636)	-	-	-	-	(1.929.636)
Custo de construção (b)	(328.713)	-	-	-	-	(328.713)	(494.038)	-	-	-	-	(494.038)
PECLD	-	-	-	7.127	-	7.127	-	-	-	(48.242)	-	(48.242)
Provisão para riscos judiciais	-	-	(11.772)	-	-	(11.772)	-	-	(33.845)	-	-	(33.845)
Depreciação e amortização	(35.723)	-	(5.294)	-	-	(41.017)	(107.000)	-	(16.349)	-	-	(123.349)
Outros	2.077	(430)	(1.928)	-	(548)	(829)	7.296	(1.696)	(3.000)	-	(7.066)	(4.466)
<b>Total</b>	<b>(1.084.401)</b>	<b>(48.618)</b>	<b>(39.532)</b>	<b>7.127</b>	<b>(548)</b>	<b>(1.165.972)</b>	<b>(2.728.322)</b>	<b>(148.517)</b>	<b>(102.907)</b>	<b>(48.242)</b>	<b>(7.066)</b>	<b>(3.035.054)</b>

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

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

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação

Período findo em 30 de setembro de 2023

(Valores expressos em milhares de reais)

### 23 Energia elétrica comprada para revenda

	01/07/2023 a 30/09/2023		01/01/2023 a 30/09/2023		01/07/2022 a 30/09/2022		01/01/2022 a 30/09/2022	
	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$	GWh (*)	R\$
Energia de leilão (a)	1.183	(266.229)	3.551	(845.079)	1.100	(241.214)	3.374	(769.245)
Contratos Eletronuclear	73	(23.288)	215	(69.846)	72	(26.527)	215	(75.296)
Contratos cotas de garantias (b)	369	(69.061)	1.116	(186.893)	466	(80.585)	1.516	(145.145)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS/ Energia reserva (c)	-	(41.243)	-	(138.839)	-	(3.134)	-	(187.376)
Energia bilateral	11	(4.336)	24	(9.520)	11	(4.071)	24	(8.880)
Energia de curto prazo – CCEE (d)	-	(27.642)	-	(92.533)	-	5.707	-	(32.408)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	36	(22.704)	102	(68.112)	39	(27.118)	105	(81.354)
Itaipu (e)	368	(87.486)	1.110	(205.715)	387	(147.945)	1.174	(375.301)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo	-	67.073	-	198.530	-	44.109	-	137.018
<b>Subtotal</b>	<b>2.040</b>	<b>(474.916)</b>	<b>6.118</b>	<b>(1.418.007)</b>	<b>2.075</b>	<b>(480.778)</b>	<b>6.408</b>	<b>(1.537.987)</b>
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição	-	(241.887)	-	(619.001)	-	(184.073)	-	(391.649)
<b>Total</b>	<b>2.040</b>	<b>(716.803)</b>	<b>6.118</b>	<b>(2.037.008)</b>	<b>2.075</b>	<b>(664.851)</b>	<b>6.408</b>	<b>(1.929.636)</b>

- (a) A variação refere-se aos custos com contratos (CCEAR-Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no ambiente regulado, MCSD - Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) decorrentes de preços de pagamentos maiores aos observados em 2022, devido a entrada de contratos novos e atualização dos preços dos contratos em suprimento, aumentando o preço médio de aquisição de energia em 14% passando para R\$ 235,51;
- (b) As variações são decorrentes da redução de volume contratado e por conseguinte redução na despesa, referente aos itens da Liquidação CCEE (Efeito da Contratação de Cotas de Garantia Física e os eventos de recontabilizações associados) esses tiveram um aumento em relação ao período anterior;
- (c) A redução nas despesas associada ao ESS no período de janeiro a setembro de 2023 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\$ 60.125, em virtude do aumento da despesa com os efeitos da contratação por Disponibilidade em relação ao mesmo período de 2022; e
- (e) A tarifa de Repasse da Usina Itaipu reduziu de US\$ 24,73 para US\$ 16,19, devido o pagamento do empréstimo para a construção da Usina está terminando. Com isso, o custo da Usina que estava sendo repassado aos consumidores/distribuidoras reduziu.

(\*) não revisado.

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 24 Resultado financeiro

	01/07/2023 a 30/09/2023	01/01/2023 a 30/09/2023	01/07/2022 a 30/09/2022	01/01/2022 a 30/09/2022
<b>Receitas financeiras</b>				
Rendimentos de aplicação financeiras (a)	45.257	103.436	26.318	74.118
Valores a receber/devolver parcela A	10.661	37.614	18.692	69.835
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	9.060	30.909	6.283	6.283
Acréscimo moratório de energia vendida (c)	16.524	60.963	114.394	238.654
Receita Financeira de AVP	18.283	27.243	5.816	21.261
PIS/COFINS sobre receita financeira	(9.402)	(16.314)	(8.283)	(18.973)
Variação monetária e cambial da dívida (e)	35.278	85.158	20.613	183.907
Outras receitas financeiras	13.364	32.439	15.126	26.484
<b>Total de receitas financeiras</b>	<b>139.025</b>	<b>361.448</b>	<b>198.959</b>	<b>601.569</b>
<b>Despesas financeiras</b>				
Encargos da dívida (e)	(101.262)	(282.436)	(75.331)	(206.681)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(7.194)	(98.219)	(7.557)	(135.940)
Valores a receber/devolver parcela A	(23.067)	(67.020)	(25.886)	(48.074)
Variação monetária e cambial da dívida (d)	(67.719)	(99.745)	(32.716)	(121.607)
Despesa financeira de AVP	(15.565)	(6.211)	-	(816)
Atualização de contingências	(12.359)	(74.755)	(12.768)	(59.022)
Multas regulatórias	(5.462)	(18.628)	-	-
Juros, multas s/ operação de energia	(4)	(284)	(3.127)	(9.833)
Outras despesas financeiras (f)	(81.572)	(249.191)	(109.704)	(261.347)
<b>Total de despesas financeiras</b>	<b>(314.204)</b>	<b>(896.489)</b>	<b>(267.089)</b>	<b>(843.320)</b>
<b>Total do resultado financeiro</b>	<b>(175.179)</b>	<b>(535.041)</b>	<b>(68.130)</b>	<b>(241.751)</b>

- (a) O aumento em rendimentos financeiros ocorreu, principalmente, em função do aumento do CDI acumulado, que até setembro de 2022 era de 8,91% e até setembro de 2023 passou para 9,92%;
- (b) Refere-se, principalmente, à contratação de operações de swap, que trocam dólar + *spread* por CDI + *spread*, onde a principal variação refere-se ao câmbio sobre essas operações. No período findo de 30 de setembro de 2023, o principal efeito refere-se à variação cambial, que gerou despesa com a queda do dólar em 4,03%, saindo de R\$ 5,21 em 31 de dezembro de 2022 para R\$ 5,00 em 29 de setembro de 2023, contra uma despesa inferior com a queda do dólar em 3,12% saindo de R\$ 5,58 em 31 de dezembro de 2021 para R\$ 5,40 em 30 de setembro de 2022. Adicionalmente, contribuindo com o crescimento da despesa, houve um crescimento do CDI em 10% em relação ao período anterior, aumentando o resultado da ponta passiva;
- (c) A redução do período refere-se, principalmente, ao resultado de ações de cobrança realizadas pela Companhia, as quais contribuíram para a redução da inadimplência no período, evidenciada pelo recebimento de faturas de energia em atraso;
- (d) No acumulado até setembro de 2023, a redução da despesa foi originada pela queda do IPCA, que fechou em 3,5%, contra o acumulado até setembro de 2022, de 4,09%. Houve também redução da receita foi originada da variação cambial, devido à desvalorização do dólar, em 4,03% frente ao real no período acumulado até setembro 2023, sendo superior ao mesmo período de 2022;
- (e) O principal impacto no aumento dos encargos da dívida foi devido à alta do CDI, indexador com 91% de participação na dívida, que passou de 5,42% acumulado até setembro de 2022 para 6,50% acumulado até setembro de 2023; e
- (f) 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.



## Notas Explicativas da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

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

Em 30 de setembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022, os saldos registrados no passivo compõem-se de:

	<u>30/09/2023</u>	<u>31/12/2022</u>
<b>Circulante</b>		
Plano Único	27.299	24.343
Plano CEEEPREV	48.871	46.906
<b>Total circulante</b>	<u>76.170</u>	<u>71.249</u>
<b>Não circulante</b>		
Plano Único	193.084	199.668
Plano CEEEPREV	605.300	588.134
Equatorial CD	2	-
<b>Total não circulante</b>	<u>798.386</u>	<u>787.802</u>
<b>Total plano de aposentadoria e pensão</b>	<u>874.556</u>	<u>859.051</u>

As características dos planos de benefícios previdenciários patrocinados pelas controladas da Companhia estão descritos na nota explicativa nº 26 – Benefícios pós-emprego, das demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2022 e não houve alterações de critérios adotados no período.

### 26 Instrumentos financeiros

#### 26.1 Considerações gerais

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

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

A Administração faz uso dos instrumentos financeiros visando remunerar ao máximo suas disponibilidades de caixa, manter a liquidez de seus ativos, proteger-se de variações de taxas de juros ou câmbio e obedecer aos índices financeiros constituídos em seus contratos de financiamento (*covenants*), conforme notas explicativas nº 14.5 *Covenants* dos empréstimos e financiamentos e nº 15.4 *Covenants* das debêntures.

#### 26.2 Política de utilização de derivativos

A Companhia poderá utilizar-se de operações com derivativos (*swap*), apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo. Em 30 de setembro de 2023 e em 31 de dezembro de 2022, a Companhia possuía operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

#### 26.3 Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

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

## Notas Explicativas da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequado. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente. O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

A Companhia reconhece, quando aplicável, as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do exercício das demonstrações contábeis em que ocorreram as mudanças. Para período findo em 30 de setembro 2023, não ocorreram mudanças nas hierarquias e nas técnicas de avaliação do valor justo, em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2022, 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.

Os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros inclusos no balanço patrimonial em 30 de setembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022 estão identificados conforme a seguir:

Ativo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/09/2023		31/12/2022	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Caixa e equivalentes de caixa	-	Custo amortizado	27.675	27.675	17.554	17.554
Caixa e equivalentes de caixa (Fundo de investimentos)	-	Valor justo por meio do resultado	847.597	847.597	397.554	397.554
Aplicações financeiras	2	Valor justo por meio do resultado	421.626	421.626	576.204	576.204
Contas a receber de clientes	-	Custo amortizado	1.005.941	1.005.941	1.086.461	1.086.461
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado e outros resultados abrangentes	6.612	6.612	-	-
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo Amortizado	-	-	50.912	50.912
Ativo financeiro de concessão	2	Valor justo por meio do resultado	558.477	558.477	485.102	485.102
<b>Total do ativo</b>			<b>2.870.065</b>	<b>2.870.065</b>	<b>2.613.787</b>	<b>2.613.787</b>

Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	30/09/2023		31/12/2022	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Fornecedor	-	Custo amortizado	454.868	454.868	568.611	568.611
Fornecedores – Risco Sacado	-	Custo amortizado	22.141	22.141	11.211	11.211
Empréstimos e financiamentos	-	Custo amortizado	2.375.242	2.373.886	1.503.360	1.489.283
Debêntures	-	Custo amortizado	1.701.228	1.791.092	1.845.803	1.822.255
Instrumentos financeiros derivativos	2	Valor justo por meio do resultado e outros resultados abrangentes	24.717	24.717	36.407	36.407
Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	438.181	438.181	184.594	184.594
Passivo de arrendamento	-	Custo Amortizado	3.341	3.341	13.679	15.027
<b>Total do passivo</b>			<b>5.019.718</b>	<b>5.108.226</b>	<b>4.163.665</b>	<b>4.127.388</b>

- **Caixa e equivalente de caixa** – são classificados como custo amortizado e estão registrados pelos seus valores originais. Para fundos de investimentos, são classificados como de valor justo por meio do resultado. Nível 2 na hierarquia de valor justo;

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

- **Aplicações financeiras** – são classificados como de valor justo por meio do resultado. A hierarquia de valor justo dos investimentos de curto prazo é nível 2, pois em sua maioria, são aplicados em fundos. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis tais como CDI;
- **Contas a receber de clientes** – decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como custo amortizado, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável;
- **Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros** – são decorrentes de custos não gerenciáveis a serem repassados integralmente ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente. Classificados como custo amortizado;
- **Ativo financeiro de concessão** – são classificados como valor justo por meio do resultado, são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo de concessão. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis, como IPCA existentes em mercado ativo e a taxa de depreciação que é definida pela resolução da ANEEL, sendo sua classificação nível 2 na hierarquia do valor justo;
- **Fornecedores** – decorrem diretamente da operação da Companhia e são classificados como passivo ao custo amortizado;
- **Empréstimos e financiamentos** – tem o propósito de gerar recursos para financiar os programas de investimentos da Companhia e eventualmente gerenciar necessidades de curto prazo. São classificados como passivo ao custo amortizado. Para fins de divulgação, as operações com propósito de giro tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de dívida equivalente, divulgadas pela B3 e Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (ANBIMA);
- **Debêntures** – são classificadas como passivo ao custo amortizado. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado, divulgadas pela B3 e ANBIMA;
- **Instrumentos financeiros derivativos** – são classificados pelo valor justo através do resultado e de outros resultados abrangentes, tendo como objetivo a proteção às oscilações de taxa de juros e moeda estrangeira. Para as operações de swap, a determinação do valor de mercado foi realizada utilizando as informações de mercado disponíveis. Nível 2 na hierarquia de valor justo; e
- **Passivo de arrendamento** – composto pelas obrigações decorrentes de contratos de locações e leasing que se enquadram no escopo do CPC 06 (R2). Os saldos são trazidos a valor presente por meio de fluxo de caixa descontado para o período de vigência de cada contrato e são classificados como passivo ao custo amortizado.

## Notas Explicativas Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 26.4 Instrumentos financeiros derivativos

Apresentamos abaixo os valores dos instrumentos derivativos da Companhia, vigentes em 30 de setembro de 2023 e 31 de dezembro de 2022, que podem ser assim resumidos:

Instituição financeira	Ingresso	Vencimento	Valor contratado (USD)	Valor contratado (BRL)	Amortização	Tipo	Juros	Indexadores	Valor Justo					
									30/09/2023			31/12/2022		
									Ponta Ativa	Ponta Passiva	Total	Ponta Ativa	Ponta Passiva	Total
Bank Of America	26/07/2021	31/07/2023	47.991	250.000	Bullet	Câmbio	Trimestral	US\$ + 1,96% a.a / CDI + 1,50% a.a	-	-	-	248.934	(258.128)	(9.194)
Sumitomo Mitsui Banking Corporation	13/08/2021	13/08/2024	47.938	250.000	Bullet	Câmbio	Semestral	US\$ + 2,19% a.a / CDI + 1,45% a.a.	232.699	(257.590)	(24.891)	242.061	(269.214)	(27.153)
2º Debêntures	13/12/2022	15/12/2029	-	250.000	Bullet	Juros	Semestral	IPCA + 7,1498% a.a./CDI + 1,08% a.a.	285.289	(272.925)	12.364	263.703	(263.763)	(60)
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.	632.337	(636.035)	(3.698)	-	-	-
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.	252.789	(254.669)	(1.880)	-	-	-
<b>Total</b>									<b>1.403.114</b>	<b>(1.421.219)</b>	<b>(18.105)</b>	754.698	(791.105)	(36.407)
								Ativo (passivo) circulante			(18.105)			(254)
								Ativo (passivo) não circulante			6.612			(36.153)
								<b>Efeito líquido total</b>			<b>(18.105)</b>			<b>(36.407)</b>

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

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

Risco Cambial	Rubrica no balanço patrimonial em que instrumento de <i>hedge</i> está incluído	Valor Nominal	Valor contábil					
			30/09/2023		31/12/2022			
			Ativo	Passivo	Ativo	Passivo	Alterações no valor do instrumento de <i>hedge</i> reconhecidas em ORA	Alterações no valor do instrumento de <i>hedge</i> reconhecidas em ORA
Contrato de <i>hedge</i> para empréstimos em moeda estrangeira	Instrumentos financeiros derivativos	1.317.560	6.612	(24.717)	-	(36.407)	(724)	(21.341)

## Notas Explicativas da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

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

Para o período findo em 30 de setembro de 2023, não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco em relação ao exercício anterior, findo em 31 de dezembro de 2022.

## 27 Demonstração dos fluxos de caixa

### 27.1 Transações que não afetam caixa

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

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

	<u>Efeito não caixa</u>
<b>Atividades de investimento</b>	
Transferência de ativos de contrato para ativo intangível	19.424
Transferência de ativos de contrato para ativo financeiro	59.409
Adição de ativo contratual em contrapartida de fornecedor	15.086
Adição de ativo contratual em contrapartida de obrigações sociais e trabalhistas	45.956
<b>Total atividades de investimento</b>	<u>139.875</u>
<b>Atividades de financiamento</b>	
Capitalização de juros de empréstimos (b)	4.523
Hedge <i>accounting</i> de fluxo de caixa	724
<b>Total atividades de financiamento</b>	<u>5.247</u>
<b>Total</b>	<u>145.122</u>

(a) Conforme demonstrado nas notas explicativas nº 11 – Intangível e 12 – Ativos de contrato.

## Notas Explicativas da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D

Notas explicativas às informações contábeis intermediárias--Continuação  
Período findo em 30 de setembro de 2023  
(Valores expressos em milhares de reais)

### 27.2 Mudanças nos passivos de atividades de financiamento

	31/12/2022	Fluxo de caixa	Pagamento de juros (a)	Mudança no valor justo	Outros (b)	30/09/2023
Empréstimos e financiamentos	1.503.360	786.338	(37.855)	-	123.399	2.375.242
Debêntures	1.845.803	(120.000)	(202.722)	-	178.147	1.701.228
Instrumentos financeiros derivativos	36.407	-	(86.336)	(724)	32.548	(18.105)
Passivos de arrendamento	13.679	(2.678)	-	-	(7.660)	3.341
<b>Total</b>	<b>3.399.249</b>	<b>663.660</b>	<b>(326.913)</b>	<b>(724)</b>	<b>321.744</b>	<b>4.061.706</b>

- (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.

## 28 Compromissos futuros

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

	Vigência	2023	2024	2025	Após 2025 (*)
Energia contratada (em R\$ mil)	2023 a 2034	463.015	1.966.683	1.933.766	21.396.313
Energia contratada (em MhW)	2023 a 2034	2.112.293	8.171.403	7.722.626	70.135.973

(\*) estimado em 9 anos após 2025.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 6 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	2023	2024	2025	Após 2025 (*)
Arrendamentos e aluguéis (R\$ Mil)	2023 a 2029	207	555	589	1.990

(\*) estimado em 4 anos após 2025.

## 29 Eventos subsequentes

### Auto de infração nº 0006/2023-AGERGS-SFT

Em 26 de outubro de 2023, a CEEE-D, por meio de auto de infração, foi autuada em R\$ 24.303, decorrente da fiscalização sobre qualidade do fornecimento de energia elétrica no ano de 2022 pelo órgão Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul (AGERGS). A Administração entende que cabe recurso administrativo visando garantir a ampla defesa e contraditório e está envidando os seus melhores esforços no intuito de mitigar os impactos desta penalidade junto à AGERGS, sendo ainda o tema passível de recurso adicional na ANEEL. Consequentemente, a ação não produziu ainda, até a data desta divulgação, impactos contábeis para a Companhia.

### Resgate antecipado de Nota promissória

Em 25 de outubro de 2023, a CEEE-D, realizou resgate antecipado em sua totalidade da 1ª Emissão de Notas Promissórias Comerciais no montante de R\$ 658.426.

### Captação de financiamento junto ao BNDES

No dia 26 de outubro de 2023, ocorreu a deliberação da companhia aprovando celebração do Contrato de Financiamento mediante abertura de crédito pela Companhia junto ao BNDES no valor de R\$860.000 com amortização 224 meses após a carência. A remuneração do financiamento será correspondente à taxa composta pela variação acumulada do IPCA, pela taxa de juros prefixada ("Taxa de Longo Prazo – TLP") na data da assinatura do Contrato e pelo spread do BNDES de 2,26%.

## Notas Explicativas

\* \* \*

### **Conselho de Administração**

Augusto Miranda da Paz Júnior  
Presidente

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

David Abdalla Pires Leal

Carlos Augusto Leoni Piani  
Vice-Presidente

### **Conselho Fiscal**

#### *Titulares*

Saulo de Tarso Alves de Lara

Paulo Roberto Franceschi

Vanderlei Dominguez da Rosa

Maria Salete Garcia Pinheiro

#### *Suplentes*

Moacir Gibur

Claudia Luciana Ceccatto de Trotta

Ricardo Bertucci

### **Comitê de Auditoria Estatutário**

Carlos Augusto Leoni Piani  
Coordenador

João Alberto da Silva Neto

Tiago de Almeida Noel

## Notas Explicativas

### **Diretoria Executiva**

Riberto José Barbarena  
Diretor Presidente

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

Cristiano De Lima Logrado  
Diretor

Humberto Luis Queiroz Nogueira  
Diretor

José Silva Sobral Neto  
Diretor

Bruno Cavalcanti Coelho  
Diretor

André Luiz Barata Pessoa  
Diretor

Agnelo Coelho Neto  
Diretor

Maurício Alvares da Silva Velloso Ferreira  
Diretor

Geovane Ximenes de Lira  
Superintendente de Contabilidade e Tributos  
Contador CRC PE 012996-O-3 S-RS



## Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Ao  
Conselho de Administração e Diretoria da  
Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D.  
Porto Alegre - RS

### Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D. (“Companhia”), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 30 de setembro de 2023, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2023 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

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

### Alcance da revisão

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

### Conclusão

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

### Outros assuntos

#### Demonstração do valor adicionado

As informações trimestrais acima referidas incluem a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de nove meses findo em 30 de setembro de 2023, 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 estão de acordo com os critérios definidos na NBC TG 09 Demonstração do Valor Adicionado. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que essa demonstração do valor adicionado não foi elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nessa Norma e de forma consistente em relação às informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Fortaleza, 8 de novembro de 2023.

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

Carlos Santos Mota Filho  
Contador CRC PE020728/O

## **Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras**

Declaramos, na qualidade de Diretores Estatutários da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, nos termos do inciso VI do § 1º do artigo 27 da Resolução CVM nº 80, de 29 de março de 2022, que revimos, discutimos e concordamos com as informações contábeis intermediárias, referente ao período findo em 30 de setembro de 2023.

## **Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente**

Em atendimento ao inciso V e VI, do § 1o do artigo 27 da Resolução CVM no 80, de 29 de março de 2022, os Diretores da Companhia Srs. Riberto José Barbarena, Diretor-Presidente; Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima, Cristiano de Lima Logrado, Humberto Luis Queiroz Nogueira, José Silva Sobral Neto, Bruno Cavalcanti Coelho, André Luiz Barata Pessoa, Agnelo Coelho Neto, e Maurício Alvares da Silva Velloso Ferreira, declaram que (i) revisaram, discutiram e concordam com as Informações Contábeis Intermediárias referentes ao período findo em 30 de setembro de 2023; e (ii) revisaram, discutiram e concordam, sem quaisquer ressalvas, com as opiniões expressas no relatório emitido em 8 de novembro de 2023 pela Ernst & Young Auditores Independentes, auditores independentes da Companhia, com relação às Informações Contábeis Intermediárias da Companhia referentes ao período findo em 30 de setembro de 2023.