

Build the
through

FUTURE

SUSTAINABLE

POWER.

Fortaleza, 29 de abril de 2025 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) anuncia os seus resultados do primeiro trimestre de 2025 (“1T25”).

1

DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Receita Bruta (R\$ mil) | 2.726.090 | 2.765.975 | -1,4% | 3.139.515 | -13,2% |
| Receita Líquida (R\$ mil) | 1.936.951 | 1.934.280 | 0,1% | 2.291.753 | -15,5% |
| EBITDA (2) (R\$ mil) | 411.473 | 522.130 | -21,2% | 448.687 | -8,3% |
| Margem EBITDA (%) | 21,24% | 26,99% | -5,75 p.p | 19,58% | 1,66 p.p |
| Margem EBITDA ex-Receita de Construção | 25,94% | 31,48% | -5,54 p.p | 24,73% | 1,21 p.p |
| EBIT (3) (R\$ mil) | 237.619 | 375.488 | -36,7% | 283.440 | -16,2% |
| Margem EBIT (%) | 12,27% | 19,41% | -7,14 p.p | 12,37% | -0,10 p.p |
| Lucro Líquido (R\$ mil) | 34.040 | 127.079 | -73,2% | 202.339 | -83,2% |
| Margem Líquida | 1,76% | 6,57% | -4,81 p.p | 8,83% | -7,07 p.p |
| Margem Líquida ex-Receita de Construção | 2,15% | 7,66% | -5,51 p.p | 11,15% | -9,00 p.p |
| Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)* | 3.434 | 3.393 | 1,2% | 3.494 | -1,7% |
| CAPEX (R\$ mil)* | 375.534 | 334.537 | 12,3% | 455.889 | -17,6% |
| DEC (12 meses)* | 9,00 | 10,12 | -11,1% | 9,68 | -7,0% |
| FEC (12 meses)* | 4,10 | 3,97 | 3,3% | 4,19 | -2,1% |
| Índice de Arrecadação (12 meses)* | 97,58% | 97,62% | -0,04 p.p | 98,51% | -0,93 p.p |
| Perdas de Energia (12 meses)* | 17,00% | 17,49% | -0,49 p.p | 17,78% | -0,78 p.p |
| PMSO (4) / Consumidor* | 81,79 | 73,45 | 11,4% | 75,00 | 9,1% |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

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

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 4,3 milhões de consumidores, e envolve uma população de cerca de 8,8 milhões de habitantes*.

DADOS GERAIS**

| | 1T25 | 1T24 | Var. % |
|---|---------|---------|-----------|
| Linhas de Distribuição (Km) | 159.606 | 157.716 | 1,2% |
| Linhas de Transmissão (Km) | 5.616 | 5.606 | 0,2% |
| Subestações (Unid.) | 128 | 127 | 0,8% |
| Volume de Energia 12 meses (GWh) | 13.698 | 13.342 | 2,7% |
| Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (1) | 4,69% | 4,73% | -0,04 p.p |
| Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2) | 2,44% | 2,48% | -0,04 p.p |

(1) Estimativa do número de consumidores Brasil de acordo com a ABRADEE

(2) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE



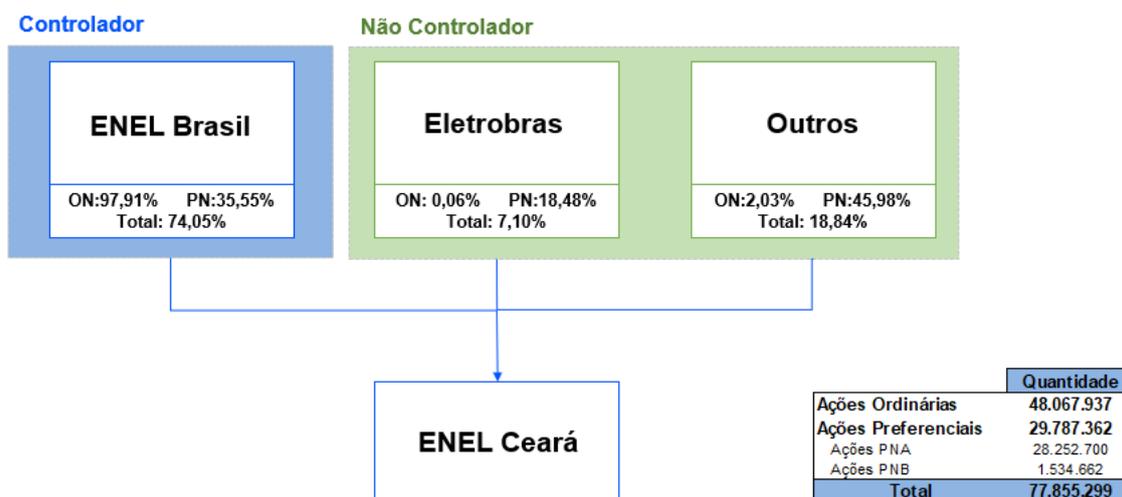
* Número de Habitantes de acordo com o último censo realizado em 2022 pelo IBGE.

** Dados prévios referente ao 1T25.

2 PERFIL CORPORATIVO

Organograma Societário Simplificado

Posição em 31 de março de 2025



3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|---|------------------|------------------|--------------|------------------|--------------|
| Mercado Cativo | 4.302.045 | 4.261.952 | 0,9% | 4.350.275 | -1,1% |
| Residencial - Convencional | 2.145.283 | 2.157.657 | -0,6% | 2.166.953 | -1,0% |
| Residencial - Baixa Renda | 1.527.155 | 1.444.072 | 5,8% | 1.549.108 | -1,4% |
| Industrial | 5.668 | 5.744 | -1,3% | 5.756 | -1,5% |
| Comercial | 182.937 | 183.045 | -0,1% | 182.690 | 0,1% |
| Rural | 386.414 | 418.720 | -7,7% | 391.769 | -1,4% |
| Setor Público | 54.588 | 52.714 | 3,6% | 53.999 | 1,1% |
| Clientes Livres | 1.947 | 1.040 | 87,2% | 1.634 | 19,2% |
| Industrial | 495 | 283 | 74,9% | 425 | 16,5% |
| Comercial | 1.360 | 721 | 88,6% | 1.145 | 18,8% |
| Rural | 54 | 25 | >100,0% | 41 | 31,7% |
| Setor Público | 38 | 11 | >100,0% | 23 | 65,2% |
| Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados | 4.303.992 | 4.262.992 | 1,0% | 4.351.909 | -1,1% |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

A Companhia encerrou o mês de março de 2025 com um aumento de 1,0% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrados no mesmo período em 2024.

No mercado cativo, o crescimento é atribuído às classes residencial Baixa Renda e Setor Público. A queda observada nas classes Industrial e Comercial é atribuída principalmente ao efeito da migração de tais clientes para o mercado livre.

Já o mercado livre apresentou forte alta no período, ou seja, 87,2% acima do total de consumidores livres efetivos faturados no 1T24, reflexo da migração de clientes do mercado cativo e melhora do cenário econômico.

Venda e Transporte de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|--|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|
| Mercado Cativo | 2.523 | 2.625 | -3,9% | 2.607 | -3,2% |
| Clientes Livres | 903 | 759 | 19,0% | 877 | 3,0% |
| Revenda | 4 | 4 | - | 4 | - |
| Consumo Próprio | 5 | 6 | -16,7% | 6 | -16,7% |
| Total - Venda e Transporte de Energia | 3.434 | 3.393 | 1,2% | 3.494 | -1,7% |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

Mercado Cativo

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

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Residencial - Convencional | 882 | 924 | -4,5% | 886 | -0,5% |
| Residencial - Baixa Renda | 645 | 561 | 15,0% | 593 | 8,8% |
| Industrial | 66 | 95 | -30,5% | 83 | -20,5% |
| Comercial | 299 | 361 | -17,2% | 323 | -7,4% |
| Rural | 248 | 282 | -12,1% | 290 | -14,5% |
| Setor Público | 383 | 401 | -4,5% | 433 | -11,5% |
| Total - Venda de Energia no Mercado Cativo | 2.523 | 2.625 | -3,9% | 2.607 | -3,2% |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

O mercado cativo totalizou 2.523 GWh no 1T25, representando uma redução de 3,9% frente ao volume registrado no 1T24 (2.625 GWh), atribuído principalmente à redução das temperaturas no trimestre em comparação com o ano passado, além da migração de clientes convencionais para Geração Distribuída e migração das classes Industrial e Comercial para o Mercado Livre.

A classe Residencial Baixa Renda apresentou no 1T25 uma alta de 15,0% se comparado ao mesmo período de 2024 explicados pelo crescimento orgânico de consumidores, além da intensificação do cadastramento dos consumidores baixa renda.

Em contrapartida, a classe Residencial Convencional apresentou uma redução de 4,5% vis-à-vis o 1T24 atribuído às temperaturas mais amenas no trimestre conforme mencionado acima, além da migração de clientes convencionais para Geração Distribuída.

As classes industrial e comercial apresentaram redução de 30,5% e 17,2% respectivamente no 1T25 em comparação ao 1T24, explicado pela migração destes clientes para o mercado livre.

Já a classe Rural registrou uma queda de 12,1% no 1T25 versus 1T24, em decorrência do nível de chuvas acima da média esperada para o mês de fevereiro.

O Setor Público registrou queda de 4,5% no 1T25 frente ao mesmo período do ano anterior, reflexo das temperaturas mais baixas no trimestre.

Clientes Livres

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

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|---|------------|------------|--------------|------------|-------------|
| Industrial | 502 | 461 | 8,9% | 542 | -7,4% |
| Comercial | 327 | 261 | 25,3% | 312 | 4,8% |
| Rural | 16 | 8 | 100,0% | 14 | 14,3% |
| Setor Público | 58 | 29 | 100,0% | 9 | >100,0% |
| Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres* | 903 | 759 | 19,0% | 877 | 3,0% |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

O consumo de energia para o mercado livre apresentou um aumento de 19,0% no 1T25 comparado ao mesmo trimestre do ano passado em razão do crescimento do número de clientes em todas as classes, contribuindo para o aumento do consumo. No segmento comercial, além do efeito da migração, o crescimento econômico do varejo também contribuiu para o aumento do consumo.

Compra de Energia¹

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Angra 1 e 2 | 102 | 104 | -1,9% | 105 | -2,9% |
| PROINFA | 52 | 54 | -3,7% | 61 | -14,8% |
| Leilões e Quotas | 3.041 | 2.401 | 26,7% | 2.858 | 6,4% |
| Total - Compra de Energia s/ CCEE | 3.303 | 3.048 | 8,4% | 3.552 | -7,0% |
| Liquidação na CCEE | (116) | 367 | <-100,0% | (42) | >100,0% |
| Total - Compra de Energia | 3.187 | 3.415 | -6,7% | 3.510 | -9,2% |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

Balanço de Energia²

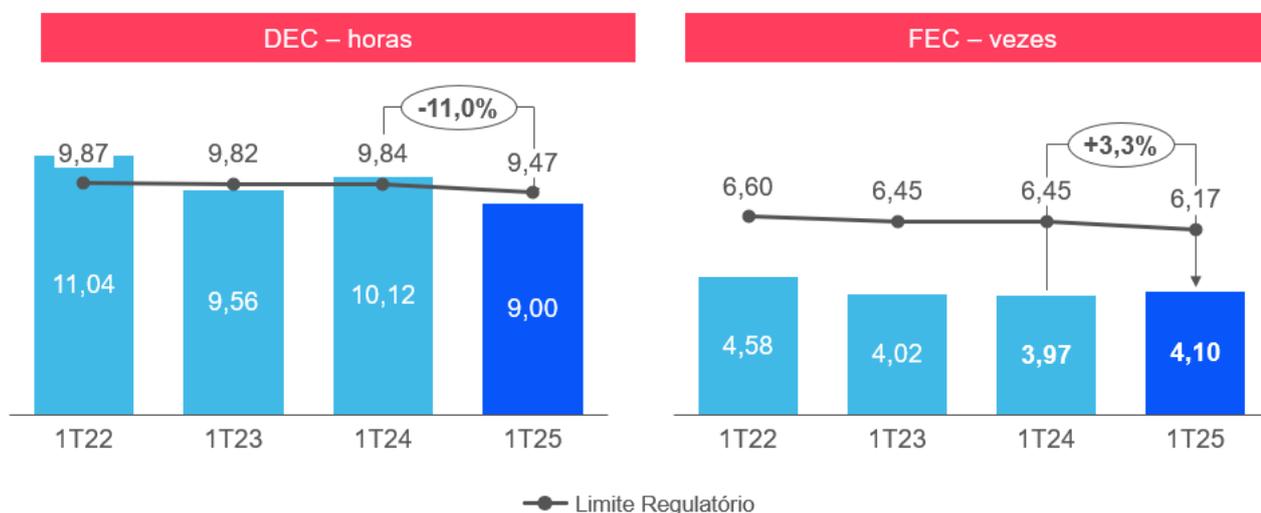
BALANÇO DE ENERGIA*

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|---|--------|--------|-----------|--------|------------|
| Energia requerida (GWh) | 4.467 | 4.415 | 1,2% | 4.763 | -6,2% |
| Energia distribuída (GWh) | 3.810 | 3.626 | 5,1% | 3.870 | -1,6% |
| Mercado Cativo | 2.904 | 2.864 | 1,4% | 2.957 | -1,8% |
| Mercado Livre | 906 | 762 | 18,9% | 913 | -0,8% |
| Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh) | 657 | 788 | -16,6% | 893 | -26,4% |
| Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%) | 14,70% | 17,86% | -3,16 p.p | 18,74% | -4,04 p.p |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento²



Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia. No 1T25, considerando os últimos 12 meses, o DEC apresentou uma redução de 11,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, ficando novamente abaixo do limite regulatório que é de 9,47 para o ano de 2025. Já o FEC apresentou uma alta de 3,3% no 1T25 quando comparado com o mesmo período no ano anterior, porém ficando bem abaixo do limite regulatório de 6,17.

¹ Dados prévios referente ao 1T25

² Dados prévios referente ao 1T25

A melhoria observada no indicador de qualidade DEC, reflete, principalmente, as iniciativas da Companhia voltadas para melhoria da qualidade dos serviços, que englobam melhorias na infraestrutura da rede, com o aumento de investimentos focados em resiliência e no tempo médio de atendimento, com a redução do tempo de resposta às ocorrências.

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

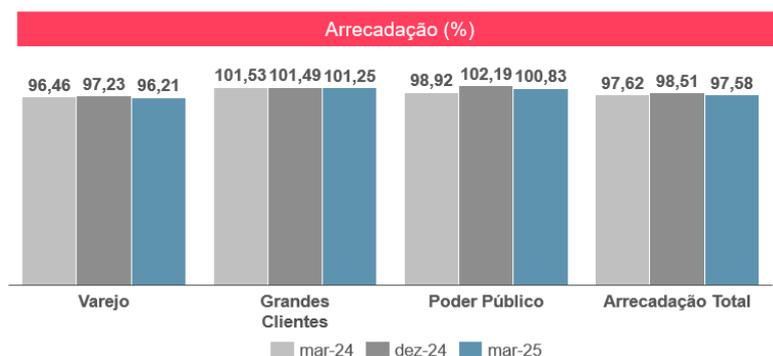


As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (acumulada em 12 meses) alcançaram 17,00% no 1T25, uma redução de 0,49 p.p. em relação às perdas registradas em 1T24, de 17,49%.

O plano de combate as perdas de energia da Enel Ceará mantém suas ações nos pilares de prevenção e recuperação da receita, principalmente com projetos de inspeções em clientes do grupo B e A, na recuperação de clientes cortados/auto religados e sem contrato ativo irregulares (operações do ciclo comercial), mapeamento e conexão de consumidores clandestinos. Com essas ações de recuperação

de energia obteve-se um incremento no mercado faturado de 82 GWh de energia no 1T25.

Arrecadação³



O indicador de arrecadação manteve-se praticamente estável no 1T25 em relação ao 1T24. A leve variação reflete a redução na arrecadação dos segmentos de varejo e grandes clientes, parcialmente compensada pela melhora no desempenho do setor público, impulsionada pelo aumento na arrecadação de faturas correntes de clientes com histórico de inadimplência.

aliadas à ampliação dos canais digitais de pagamento, como PIX, parcelamento de faturas e um canal online de negociação para regularização de débitos em aberto. Além disso, a Distribuidora tem intensificado de forma eficiente as ações administrativas de cobrança, por meio do envio de SMS, URA, atendimento humano e aplicação de restrições de crédito.

A Companhia vem conduzindo com êxito ações de comunicação com os clientes,

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

³ Dados prévios referente ao 1T25

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

4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Receita Operacional Líquida

RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (R\$ MIL)

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|--|------------------|------------------|--------------|------------------|---------------|
| Fornecimento de Energia Elétrica | 1.892.446 | 2.122.605 | -10,8% | 2.172.428 | -12,9% |
| (-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres | (12.819) | (16.743) | -23,4% | (6.838) | 87,5% |
| Subvenção baixa renda | 141.762 | 127.708 | 11,0% | 129.940 | 9,1% |
| Subvenção de recursos da CDE | 119.507 | 92.945 | 28,6% | 160.803 | -25,7% |
| Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo | 2.140.896 | 2.326.515 | -8,0% | 2.456.333 | -12,8% |
| Ativos e passivos financeiros setoriais | (119.421) | (110.764) | 7,8% | (88.855) | 34,4% |
| Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda | 171.181 | 137.545 | 24,5% | 164.267 | 4,2% |
| Receita de construção | 350.554 | 275.489 | 27,2% | 477.333 | -26,6% |
| Marcação a mercado de ativo indenizável | 145.651 | 93.261 | 56,2% | 97.642 | 49,2% |
| Outras receitas | 37.229 | 43.929 | -15,3% | 32.795 | 13,5% |
| Total - Receita Operacional Bruta | 2.726.090 | 2.765.975 | -1,4% | 3.139.515 | -13,2% |
| ICMS | (437.056) | (425.642) | 2,7% | (444.199) | -1,6% |
| COFINS - corrente | (140.642) | (153.355) | -8,3% | (163.268) | -13,9% |
| PIS - corrente | (30.534) | (33.294) | -8,3% | (35.446) | -13,9% |
| ISS | (1.373) | (1.770) | -22,4% | (1.352) | 1,6% |
| Total - Tributos | (609.605) | (614.061) | -0,7% | (644.265) | -5,4% |
| Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE | (14.261) | (15.426) | -7,6% | (16.958) | -15,9% |
| Conta de Desenvolvimento Energético - CDE | (154.897) | (199.693) | -22,4% | (106.699) | 45,2% |
| Encargos do consumidor - CCRBT | (7.714) | 109 | <-100,0% | (77.178) | -90,0% |
| Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE | (2.662) | (2.624) | 1,4% | (2.662) | - |
| Total - Encargos Setoriais | (179.534) | (217.634) | -17,5% | (203.497) | -11,8% |
| Total - Deduções da Receita | (789.139) | (831.695) | -5,1% | (847.762) | -6,9% |
| Total - Receita Operacional Líquida | 1.936.951 | 1.934.280 | 0,1% | 2.291.753 | -15,5% |
| Total - Receita Operacional Líquida desc. Receita de Construção | 1.586.397 | 1.658.791 | -4,4% | 1.814.420 | -12,6% |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

A receita operacional líquida da Enel Distribuição Ceará manteve-se estável no 1T25 em relação ao 1T24. Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional líquida da Companhia, no 1T25, atingiu o montante de R\$ 1,6 bilhão, o que apresenta uma redução de R\$ 72,4 milhões em relação ao 1T24, cujo montante foi de R\$ 1,7 bilhão. A redução da receita operacional líquida é resultado dos seguintes efeitos:

- Redução de R\$ 185,6 milhões na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica – Mercado Cativo em relação ao 1T24, parcialmente relacionada à queda no consumo do mercado cativo, devido ao efeito da temperatura e migração para o mercado livre, além do efeito da tarifa negativa em vigor durante o 1T25;

Compensado parcialmente pelos seguintes fatores:

- Aumento na rubrica de marcação a mercado de ativo indenizável no total de R\$ 52,4 milhões em função da maior inflação registrada no período;
- Aumento de R\$ 33,6 milhões na receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda), explicado pelo aumento de clientes e do consumo nesta classe;
- Redução nas deduções da receita no 1T25, na ordem de 5,1% ou R\$ 42,6 milhões versus o 1T24, sendo o principal efeito relacionado à redução de 44,8 milhões na rubrica referente a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (R\$ 154,9 milhões) em função do efeito da suspensão do pagamento CDE Escassez e CDE Covid, conforme despacho N° 3.056, de 9 de outubro de 2024.

Custos e Despesas Operacionais

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

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|--|--------------------|--------------------|--------------|--------------------|---------------|
| Custos e despesas não gerenciáveis | | | | | |
| Energia elétrica comprada para revenda | (624.080) | (616.754) | 1,2% | (910.189) | -31,4% |
| Encargos do uso do sistema de transmissão | (216.553) | (224.895) | -3,7% | (156.130) | 38,7% |
| Total - Não gerenciáveis | (840.633) | (841.649) | -0,1% | (1.066.319) | -21,2% |
| Custos e despesas gerenciáveis | | | | | |
| Pessoal | (66.607) | (29.775) | >100,0% | (71.881) | -7,3% |
| Material e Serviços de Terceiros | (197.643) | (184.977) | 6,8% | (177.650) | 11,3% |
| Depreciação e Amortização (D&A) | (173.854) | (146.642) | 18,6% | (165.247) | 5,2% |
| Custo na desativação de bens | - | (1.233) | -100,0% | - | - |
| Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa | (15.459) | (35.729) | -56,7% | 21.515 | <-100,0% |
| Custo de Construção | (350.554) | (275.489) | 27,2% | (477.333) | -26,6% |
| Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas | (16.803) | (13.036) | 28,9% | (12.234) | 37,3% |
| Perda de recebíveis de clientes | (35.148) | (22.004) | 59,7% | (43.154) | -18,6% |
| Receita de multas por impuntualidade de clientes | 17.749 | 19.321 | -8,1% | 26.991 | -34,2% |
| Outras Receitas/Despesas Operacionais | (20.380) | (27.580) | -26,1% | (43.002) | -52,6% |
| Total - Gerenciáveis | (858.699) | (717.143) | 19,7% | (941.995) | -8,8% |
| Total - Gerenciáveis desc. custo de construção e D&A (Opex) | (334.291) | (295.012) | 13,3% | (299.415) | 11,6% |
| Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional | (1.699.332) | (1.558.792) | 9,0% | (2.008.314) | -15,4% |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

Os custos e despesas operacionais no 1T25 em relação ao 1T24 apresentaram uma alta de 9,0% ou R\$ 140,5 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia no trimestre alcançaram o montante de R\$ 1,3 bilhão, representando um aumento de 5,1% ou R\$ 65,5 milhões em relação ao valor registrado no mesmo período no ano anterior (R\$ 1,3 bilhões).

Os Custos e Despesas Não Gerenciáveis, mantiveram-se praticamente estáveis durante os períodos analisados, com um leve aumento da energia comprada para revenda em razão do aumento no custo de energia no 1T25 versus 1T24, compensada por uma redução na ordem 3,7% nos encargos do uso do sistema de transmissão.

Os Custos e Despesas Gerenciáveis no 1T25, excluindo o efeito de custo de construção, apresentaram aumento de R\$ 66,5 milhões. As principais variações podem ser explicadas pelo:

- Aumento de R\$ 36,8 milhões na linha de Pessoal em função do projeto *insourcing* que visa o aumento da contratação de colaboradores próprios;
- Aumento de R\$ 27,2 milhões na linha de depreciação e amortização relacionado ao incremento na base de ativos da Companhia, além do efeito relacionado à proximidade do final da concessão, quando os montantes amortizados tendem a aumentar;

Compensados por:

- Redução de R\$ 7,1 milhões nas linhas de Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa e Perdas de recebíveis, explicada principalmente por negociação de dívidas, incluindo ações de parcelamento.

EBITDA



O EBITDA da Enel Ceará no 1T25 atingiu o montante de R\$ 411,5 milhões, o que representa uma redução de R\$ 110,7 milhões em relação ao 1T24, devido principalmente à redução da margem, atribuída principalmente ao fornecimento de energia compensado parcialmente por um menor nível de deduções da receita.

A margem EBITDA da Companhia no 1T25 foi de 21,2%, uma redução de 5,8 p.p. em relação ao mesmo período do ano anterior. A margem EBITDA ex-receita de construção da Companhia trimestre foi de 25,9%, o que representa uma redução de 5,6 p.p. em relação ao 1T24.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|--|------------------|------------------|-------------------|------------------|---------------|
| Receitas Financeiras | | | | | |
| Renda de aplicação financeira | 4.067 | 2.620 | 55,2% | 5.148 | -21,0% |
| Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes | 13.693 | 14.371 | -4,7% | 14.524 | -5,7% |
| Variação monetária de ativos e passivos setoriais | 14.947 | 26.154 | -42,9% | (1.122) | <-100,0% |
| Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap | 52.724 | 31.665 | 66,5% | 364 | >100,0% |
| Dívida - Marcação a mercado | 3.134 | 3.150 | -0,5% | 54.700 | -94,3% |
| Outras receitas financeiras | 49.530 | 4.711 | >100,0% | 12.039 | >100,0% |
| (-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira | (3.935) | (2.568) | 53,2% | (1.534) | >100,0% |
| Total - Receitas Financeiras | 134.160 | 80.103 | 67,5% | 84.119 | 59,5% |
| Despesas financeiras | | | | | |
| Variações monetárias debêntures | (20.830) | (29.376) | -29,1% | (15.002) | 38,8% |
| Encargos de dívida, debentures e custos de transação | (135.388) | (138.905) | -2,5% | (134.885) | 0,4% |
| Marcação a mercado de Dívida | (46.568) | - | - | - | - |
| Encargos fundo de pensão | (3.308) | (2.615) | 26,5% | (2.614) | 26,5% |
| Variação monetária de ativos e passivos setoriais | (19.006) | (27.499) | -30,9% | (17.934) | 6,0% |
| Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas | (14.833) | (10.179) | 45,7% | (13.989) | 6,0% |
| Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap | (27.999) | (45.389) | -38,3% | (55.750) | -49,8% |
| Atualizações de impostos, P&D/PEE | (5.453) | (2.646) | >100,0% | (13.668) | -60,1% |
| Outras despesas financeiras | (45.164) | (22.891) | 97,3% | (8.267) | >100,0% |
| Total - Despesas Financeiras | (318.549) | (279.500) | 14,0% | (262.109) | 21,5% |
| Variações Cambiais | (1.424) | (3) | >100,0% | (1.808) | -21,2% |
| Variações cambiais - Empréstimos | 34.145 | (28.865) | <-100,0% | (101.556) | <-100,0% |
| Variações cambiais - Instrumentos Financeiros de Hedge | (34.148) | 28.845 | <-100,0% | 101.553 | <-100,0% |
| Outras Variações Cambiais | (1.421) | 17 | <-100,0% | (1.805) | -21,3% |
| Total - Receitas e Despesas Financeiras | (185.813) | (199.400) | -6,8% | (179.798) | 3,3% |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

O Resultado Financeiro Líquido da Companhia encerrou o 1T25 com uma despesa líquida de R\$ 185,8 milhões, representando uma redução de R\$ 13,6 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Essa variação é explicada, principalmente, pela:

- Aumento de R\$ 44,8 milhões na linha de outras receitas financeiras relacionado à atualização de créditos tributários;

Este efeito foi parcialmente compensando pelo:

- Aumento de R\$ 22,3 milhões na rubrica de outras despesas financeiras decorrente, parcialmente, de (i) juros e atualização monetária de provisão relacionada ao artigo 323 REN 1000 da Aneel; (ii) aumento com custos de garantias renovadas seguindo condições de mercado; e (iii) aumento na atualização dos juros relacionado ao ICMS. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela redução nos descontos relacionados à medida de apoio implementada pela Companhia no 1T24, com a isenção do pagamento da conta de energia durante 3 meses para clientes elegíveis, desde dezembro de 2023, a qual não ocorreu no 1T25;
- Aumento de R\$ 4,6 milhões de despesa na rubrica de atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas.

Resultado Líquido



O resultado líquido da Enel Ceará foi positivo em R\$ 34,0 milhões no 1T25, representando uma redução de R\$ 93,1 milhões em relação ao 1T24, explicado em grande parte uma redução do EBITDA e aumento da depreciação e amortização, conforme explicado anteriormente.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|--|-----------|-----------|---------|-----------|------------|
| Dívida bruta (R\$ mil) | 5.640.150 | 5.907.181 | -4,5% | 5.308.318 | 6,3% |
| Dívida com Terceiros | 3.343.898 | 4.432.290 | -24,6% | 2.629.549 | 27,2% |
| Dívida Intercompany | 2.296.252 | 1.474.891 | 55,7% | 2.678.769 | -14,3% |
| (-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil) | 299.534 | 139.017 | >100,0% | 214.599 | 39,6% |
| Dívida líquida (R\$ mil) | 5.340.616 | 5.768.164 | -7,4% | 5.093.719 | 4,8% |
| Dívida Bruta / EBITDA Ajustado (2)* | 2,82 | 2,81 | 0,4% | 2,51 | 12,3% |
| Dívida Líquida / EBITDA Ajustado (2)* | 2,67 | 2,75 | -2,7% | 2,41 | 10,8% |
| Dívida bruta / (Dívida bruta + PL) | 0,52 | 0,58 | -9,7% | 0,51 | 2,6% |
| Dívida líquida / (Dívida líquida + PL) | 0,51 | 0,57 | -11,2% | 0,50 | 2,0% |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

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

A dívida bruta da Companhia encerrou 1T25 em R\$ 5.640 milhões, uma redução de R\$ 267 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, às amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 2.560 milhões e R\$ 476 milhões, parcialmente compensados por novas captações de dívidas para refinanciamento, investimentos e capital de giro no montante de R\$ 2.138 milhões, em conjunto com apropriação de juros e correção monetária no montante de R\$ 639 milhões. Adicionalmente, a Companhia reconheceu no período ajuste positivo relacionado aos SWAPs de dívidas vigentes no valor de R\$ 8 milhões.

A Companhia encerrou 1T25 com o custo médio da dívida de 14,31% a.a.

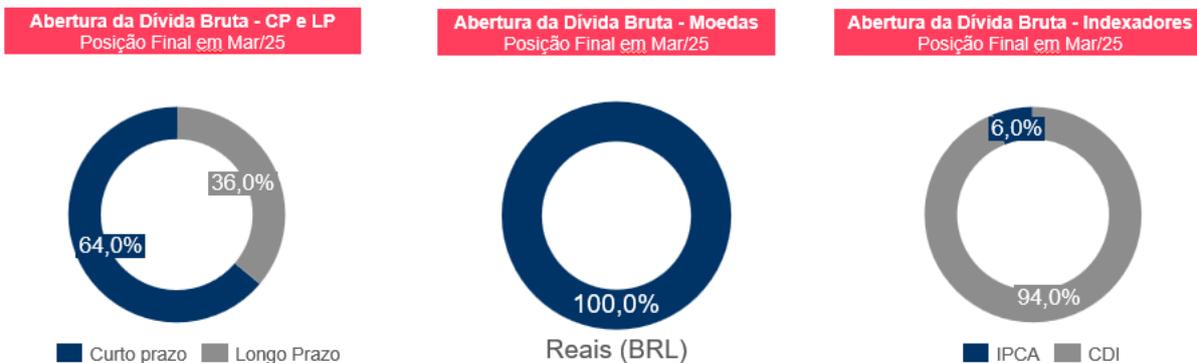
Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia mantém limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo, cujo montante em 31 de março de 2025 é de R\$ 500 milhões. Adicionalmente, a Companhia possui autorização da Aneel para a realização de mútuo com partes relacionadas, conforme Despacho Nº 1.951/24, no valor de até R\$ 3.000 milhões.

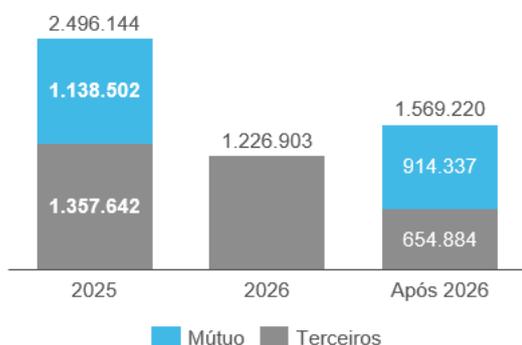
Do total de dívida no passivo circulante, parte significativa refere-se a créditos com a controladora Enel Brasil, no montante de R\$ 1.222 milhões que possuem exigibilidade flexível e com vencimentos podendo ser renegociados caso seja necessário. A Companhia conta também com o apoio financeiro da Holding do grupo (Enel Spa) que, por meio da *Enel Finance International* (EFI), disponibiliza recursos para financiar investimentos e capital de giro.

Classificação de Riscos (Rating)

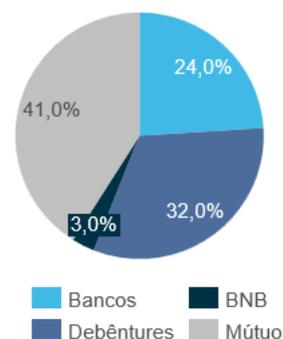
Em 27 de agosto de 2024, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável.



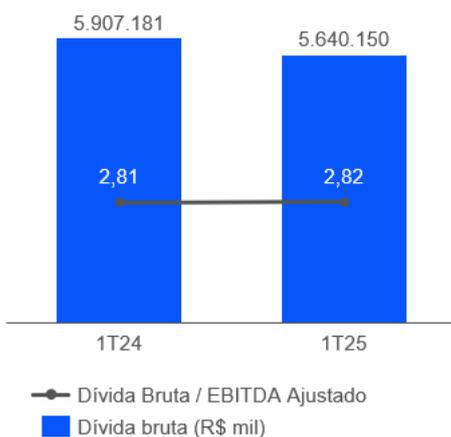
Curva de Amortização de saldo de dívida com SWAP
(R\$ Mil) Posição Final em Mar/25



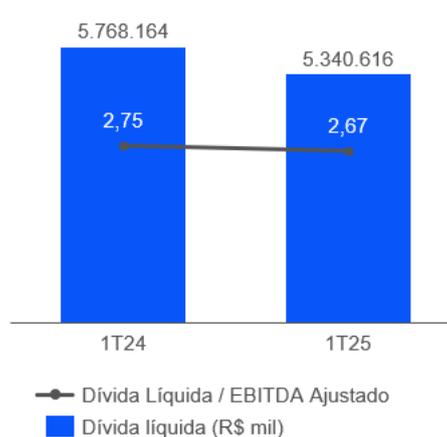
Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Mar/25



Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA (Vezes)
Evolução 1T24 – 1T25



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 1T24 – 1T25



Investimentos³

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

| | 1T25 | 1T24 | Var. % | 4T24 | Var. % (1) |
|----------------------------------|----------------|----------------|--------------|----------------|---------------|
| Manutenção | 116.835 | 57.478 | >100,0% | 146.383 | -20,2% |
| Crescimento | 66.235 | 31.993 | >100,0% | 86.964 | -23,8% |
| Novas Conexões | 178.628 | 238.636 | -25,1% | 181.852 | -1,8% |
| Financiado pela Companhia | 361.698 | 328.107 | 10,2% | 415.199 | -12,9% |
| Financiado pelo Cliente | 13.836 | 6.430 | >100,0% | 40.690 | -66,0% |
| Total | 375.534 | 334.537 | 12,3% | 455.889 | -17,6% |

(1) Variação entre 1T25 e 4T24

Durante o 1T25, o Grupo implementou mudanças relacionadas à mudança de taxonomia de algumas rubricas de investimentos. Desta forma, os números do 1T24, bem como os demais trimestres de 2024, foram reclassificados para fins de comparação. Cabe destacar, que o montante total permanece o mesmo alterando apenas os valores entre classes.

A Companhia investiu R\$ 375,5 milhões no 1T25, representando um crescimento de 12,3% em relação ao montante investido no mesmo período do ano passado. Do volume investido no 1T25, este foi alocado,

³ Dados prévios referente ao 1T25

principalmente em atividades de novas conexões R\$ 192,4 milhões (R\$178,6 milhões de recursos próprios e R\$ 13,8 milhões financiados pelos clientes).

Para manutenção foram investidos R\$ 116,8 milhões, sendo R\$ 91,4 milhões para as atividades relacionadas a manutenção corretiva. Na parte de crescimento foram investidos R\$ 66,2 milhões, com destaque para atividades voltadas para a qualidade do serviço (R\$22,8 milhões) e ao programa de redução de perdas (R\$14 milhões).

5 Aspectos Ambientais, Sociais e de Governança (ASG) na Enel

A Enel Brasil se consolida como uma empresa que busca o desenvolvimento sustentável, direcionando suas ações e investimentos sociais de acordo com fundamentos e políticas como **confiança, inovação, proatividade, flexibilidade e respeito**.

Os pilares ESG (*Environment, Social and Governance*) fazem parte da nossa estratégia de sustentabilidade, assim como a Agenda 2030 da ONU, ambos direcionadores considerados tendências no setor elétrico. Além disso, consideramos em nossa estratégia os grandes desafios da atualidade, como a transição energética acessível e justa, baseada nas fontes renováveis de geração. Dessa maneira buscamos contribuir para o alcance dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas. Desse total, quatro orientam a nossa criação de valor: Energia Limpa e Acessível (ODS 7), Indústria, Inovação e Infraestrutura (ODS 9), Cidades e Comunidades Sustentáveis (ODS 11), Combate às Mudanças Climáticas (ODS 13).

A nossa estratégia de sustentabilidade considera os resultados de escutas de diversas partes interessadas, além dos direcionares de negócio. A partir disso, os objetivos são desdobrados em metas e iniciativas de curto, médio e longo prazo, que farão parte do Plano de Sustentabilidade, revisto anualmente e reportado periodicamente ao Conselho de Administração, de forma a garantir a transparência e o monitoramento da nossa jornada rumo ao progresso sustentável.

O atual Plano de Sustentabilidade da Enel, abrange o ciclo 2025-2027 e estabelece objetivos ASG específicos em 5 grandes temas: Ambição Zero Emissões, Grupos de Interesse, Natureza, Direitos Humanos e Aceleradores de Crescimento.

Especificamente para as metas ambientais, destacam-se o programa de verificações ambientais em contratadas – Assessment Ambiental, que atesta o cumprimento legal e ambiental das empresas parceiras a ENEL e o programa ECoS- Extra-checking on site que verifica a performance ambiental dos processos ENEL. Importante destacar que estes programas compõem do Sistema de Gestão ambiental certificado, ISO 14001.

Com o objetivo de gerar valor compartilhado para a sociedade e comunidades locais, em especial nas regiões de maior vulnerabilidade social onde a Enel está inserida, a companhia mantém o programa Enel Compartilha, que inclui projetos socioambientais voltados aos temas da eficiência energética, economia circular, educação para o consumo consciente e seguro de energia, cidadania, além de geração de renda e empregabilidade, ambos alinhados aos compromissos de sustentabilidade e à estratégia de negócio do Grupo Enel no Brasil.

Dessa forma, ao final do primeiro trimestre de 2025, a **Enel Distribuição Ceará** acumulou o investimento de R\$ 5,5 milhões e beneficiou 22.013 pessoas, por meio de 161 iniciativas. Como destaque do período, relacionamos algumas ações realizadas pelo programa social Enel Compartilha:

Ecoenel – ODS 07

No primeiro trimestre de 2025, o programa Ecoenel já arrecadou, em 10 municípios, mais de 6,51 toneladas de recicláveis, beneficiando 360 novos clientes com bônus de R\$ 252.160,94 em descontos na conta de energia. Esses resultados equivalem à captura de 2.275 mil toneladas de CO₂, preservação de 6.321 árvores e economia de energia estimada de 3.024 mil MWh.

Como destaque do primeiro trimestre, o projeto marcou presença no evento SANA – maior evento de cultura geek do Norte-Nordeste - com atividades utilizando óculos de realidade virtual, que mostram de forma interativa a importância da coleta seletiva e a relevância das escolhas para um mundo mais sustentável.

Enel Compartilha Eficiência - Troca de Geladeiras – ODS 07

O programa Enel Compartilha Eficiência tem como foco possibilitar adequação da conta de energia ao orçamento de famílias de baixa renda, por meio da substituição de refrigeradores antigos por modelos novos com o selo A do PROCEL, e da troca de lâmpadas comuns por modelos em LED. No primeiro do trimestre do ano, o programa realizou oito eventos para troca de 120 geladeiras. A ações foram realizadas nos

municípios de Ererê, Iracema e Potiretama beneficiando 1158 pessoas nos três municípios e, aconteceram concomitante com a inauguração da nova subestação de energia elétrica do Ceará, na região do Vale do Jaguaribe, atenderá diretamente cerca de 25 mil clientes dos municípios de Iracema, Ererê e Potiretama.

Escola de Formação Eletricistas – ODS 08

O programa Enel Compartilha Oportunidade tem como objetivo gerar desenvolvimento social e econômico para as comunidades por meio de oficinas de empregabilidade, inserção no mercado de trabalho, capacitação e acompanhamento profissional. Uma das ações é a Escola de Formação Eletricistas, que em parceria com o SENAI CE, na cidade de Iguatu, formou a primeira turma mista do projeto. Ao todo, 47 pessoas foram capacitadas no curso de Eletricista de Rede de Baixa Tensão. O curso, ministrado pelo SENAI, tem a duração de aproximadamente seis meses, totalizando 404 horas, entre teoria e prática.

Indicadores ASG - Enel Ceará

Indicadores

| | 1T25 | 1T24 |
|---|--------|--------|
| Colaboradores próprios (unit) | 1.928 | 1.492 |
| Colaboradores terceirizados (unit) | 10.072 | 9.380 |
| % de mulheres na Empresa | 14,9% | 17,4% |
| % de mulheres em cargos de liderança (1) | 20,0% | 21,9% |
| Média de horas de treinamento por empregado (horas) | 2,38 | 2,60 |
| Taxa de Rotatividade (2) | 1,3% | 1,8% |
| Número de membros no conselho (unit) | 9 | 8 |
| Número de membros independentes no conselho (unit) | 2 | 2 |
| % de mulheres no conselho | 22,2% | 25,0% |
| Beneficiados pelos projetos sociais (3) | 22.013 | 36.693 |
| Resíduos perigosos enviados para recuperação | 100% | 100% |
| Resíduos não perigosos enviados para recuperação | 93% | 87% |
| Avaliação de fornecedores ambientais (4) | 2 | 1 |
| Realização de ECoS Ambiental (5) | - | - |

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

(3) O número do 1T24 foi adaptado a fim de refletir uma mudança nos critérios de contabilização de alguns projetos realizada no final do ano passado; (4) Meta 2025: 8; (5) Meta 2025: 1

Reajuste Tarifário Anual 2025

A Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), em reunião pública da sua Diretoria, que ocorreu em 15 de abril, deliberou sobre o reajuste tarifário anual de 2025 a ser aplicado a partir de 22 de abril de 2025, Resolução Homologatória nº 3.445/2025.

Em abril de 2025, a ANEEL aprovou o Reajuste Tarifário Anual da Companhia com um índice de reajuste de +0,06% composto por (i) reajuste econômico de +3,84%, sendo +1,31% de Parcela A, +2,53% de Parcela B e (ii) componente financeiro de -3,78%. Considerando a retirada do componente financeiro do último processo tarifário de -2,16%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -2,10%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

| | |
|--|---------------|
| Reajuste Tarifário | |
| Encargos Setoriais | 0,99% |
| Energia Comprada | 1,33% |
| Encargos de Transmissão | -1,01% |
| Parcela A | 1,31% |
| Parcela B | 2,53% |
| Reajuste Econômico | 3,84% |
| CVA Total | -2,61% |
| Outros Itens Financeiros da Parcela A | -1,16% |
| Reajuste Financeiro | -3,78% |
| Índice de reajuste Total | 0,06% |
| Componentes Financeiros do Processo Anterior | -2,16% |
| Efeito Para o Consumidor | -2,10% |

Parcela A

Para o próximo ano regulatório, a Parcela A foi reajustada em +2,2%, representando +1,31% no reajuste econômico com os seguintes componentes:

- Encargos Setoriais: R\$ 1.228 milhões. Um acréscimo de +6,5%, representando +0,99% no reajuste econômico;
- Energia Comprada: R\$ 2.911 milhões. Um acréscimo de +3,6%, contemplando o custo de compra de energia que representa +1,33% no reajuste econômico decorrente principalmente dos contratos de leilão de energia nova; e
- Encargos de Transmissão: R\$ 520 milhões. Os custos de transmissão tiveram redução de -12,8%, correspondendo a um efeito de -1,01% no reajuste econômico.

Parcela B

Para o próximo ano regulatório, a Parcela B foi reajustada em +6,4%, representando uma participação de +2,53% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:

- IGP-M de +8,58% no período de 12 meses findos em março de 2025; e
- Fator X de +2,157%, composto por:
 - Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,739%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Enel CE;
 - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,021%; e
 - Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de +1,439%.

Componentes Financeiros

Os componentes financeiros aplicados a este reajuste tarifário totalizam um montante negativo de R\$ 298 milhões, dentre os quais destacam-se: R\$ 125 milhões negativos, referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA"), CVA da quitação da COVID de R\$ 81 milhões negativo, quitação da Escassez Hídrica de R\$ 74 milhões negativos, crédito de PIS/COFINS negativo de R\$ 392 milhões

e reversão de risco hidrológico negativo de R\$ 175 milhões; sendo estes valores parcialmente compensados pela previsão do risco hidrológico positivo em R\$ 173 milhões e diferimento tarifário de R\$ 533 milhões positivo.

O reajuste tarifário médio de -2,10% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado a seguir:

| Níveis de Tensão | Efeito Médio |
|------------------|--------------|
| Alta Tensão | -2,84% |
| Baixa Tensão | -1,89% |
| Efeito Médio | -2,10% |

Bandeira Tarifária

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

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

Desde dezembro de 2024 até março de 2025 as condições hidrológicas brasileiras estão favoráveis, conseqüentemente sem necessidade de acionamento das bandeiras tarifárias, estando o patamar em verde.

As bandeiras tarifárias que vigoraram nos anos de 2024 e 2025, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

| 2024 | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
|-----------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Bandeira Tarifária |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| PLD gatilho - R\$/MWh | 61,07 | 61,07 | 61,07 | 61,07 | 61,07 | 61,07 | 110,77 | 75,80 | 254,18 | 599,72 | 286,80 | 61,07 |

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

| 2025 | Jan | Fev | Mar | Abr | Mai | Jun | Jul | Ago | Set | Out | Nov | Dez |
|-----------------------|---|---|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Bandeira Tarifária |  |  |  | | | | | | | | | |
| PLD gatilho - R\$/MWh | 58,60 | 58,60 | 264,69 | | | | | | | | | |

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

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

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

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

ANEXO 1

| | 1T25 | 1T24 | Var. % |
|---|------------------|------------------|---------------|
| Receita Operacional Bruta | 2.726.090 | 2.765.975 | -1,4% |
| Fornecimento de Energia - Mercado Cativo | 2.140.896 | 2.326.515 | -8,0% |
| CVA | (119.421) | (110.764) | 7,8% |
| Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres | 171.181 | 137.545 | 24,5% |
| Receita de Construção | 350.554 | 275.489 | 27,2% |
| Outras Receitas | 182.880 | 137.190 | 33,3% |
| Deduções da Receita Operacional | (789.139) | (831.695) | -5,1% |
| Receita Operacional Líquida | 1.936.951 | 1.934.280 | 0,1% |
| Custo do Serviço de Energia Elétrica | (840.633) | (841.649) | -0,1% |
| Energia elétrica comprada para revenda e despesas da CCEE | (624.080) | (616.754) | 1,2% |
| Encargos de conexão e uso da rede | (216.553) | (224.895) | -3,7% |
| Custo/Despesa Operacional | (858.699) | (717.143) | 19,7% |
| Pessoal | (66.607) | (29.775) | >100,0% |
| Material e Serviços de terceiros | (197.643) | (184.977) | 6,8% |
| Depreciação e amortização | (173.854) | (146.642) | 18,6% |
| Provisões | (32.262) | (48.765) | -33,8% |
| Custo de construção | (350.554) | (275.489) | 27,2% |
| Outros | (17.399) | (3.916) | >100,0% |
| Outras receitas/despesas operacionais | (20.380) | (27.580) | -26,1% |
| EBITDA | 411.473 | 522.130 | -21,2% |
| EBIT | 237.619 | 375.488 | -36,7% |
| Resultado Financeiro | (185.813) | (199.400) | -6,8% |
| Receita Financeira | 134.160 | 80.103 | 67,5% |
| Despesa Financeira | (318.549) | (279.500) | 14,0% |
| Variações Cambiais | (1.424) | (3) | >100,0% |
| Resultado antes dos impostos | 51.806 | 176.088 | -70,6% |
| IR/CS | (17.766) | (49.009) | -63,7% |
| Lucro/Prejuízo Líquido | 34.040 | 127.079 | -73,2% |