NOTA TÉCNICA CONJUNTA Nº 2/2025-STR-SGM-SFF/ANEEL

Referência: 48500.903020/2024-11

Assunto: **Proposta de Orçamento Anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2025, após a análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 38/2024.**

I - DO OBJETIVO.

1. Esta Nota Técnica tem por objetivo submeter à apreciação da Diretoria Colegiada da ANEEL a proposta para o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2025 após a análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 38/2024, que contempla a fixação das quotas anuais a serem pagas pelas concessionárias e permissionárias de distribuição e transmissão de energia elétrica.

II - DOS FATOS

2. Instituída pela Lei nº 10.438/2002, a CDE é um fundo setorial que tem por objetivo prover recursos para o custeio de diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro e possui como principal fonte de receita, as quotas anuais pagas pelos agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante repasse de encargo nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica (TUSD e TUST).

3. A partir de 2013, em face da publicação da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, o regime de formação e utilização dos recursos da CDE foi alterado consideravelmente. Em síntese, foram ampliados os objetivos, passando a assumir despesas antes cobertas pela Reserva Geral de Reversão – RGR (Lei 5.655/1971, art. 4º) e a Conta de Consumo de Combustíveis – CCC (Lei m. 12.111/2009), além de outras. No tocante a fonte de recursos, foi definida a possibilidade de transferência de recursos do Tesouro Nacional, mediante previsão no Orçamento Geral da União - OGU.

4. A partir de 2017, com a publicação das Leis nº 13.299/2016 e nº 13.360/2016, várias mudanças foram introduzidas na CDE, como a alteração do gestor financeiro, revogações de objetivos e criação de novos subsídios, além da definição de um novo critério de rateio do encargo tarifário, com o estabelecimento de um período de transição até 2030 para eliminar as diferenças de custos entre as regiões e introduzir a diferenciação entre os níveis de tensão do atendimento do consumidor.

5. Com isso, a CDE tem o objetivo de prover recursos para:

a) A universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional (Programa Luz para Todos – PLpT);

b) A instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor para domicílios rurais com ligações monofásicas ou bifásicas, destinadas a famílias de baixa renda não atendidas pelo PLpT;

c) A modicidade da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE aplicada aos consumidores da subclasse residencial baixa renda;

d) Compensar benefícios tarifários concedidos aos usuários dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (gerador e consumidor de fonte incentivada; rural; irrigação e aquicultura em horário especial; cooperativa de eletrificação rural; serviço público de irrigação; serviço público de água, esgoto e saneamento; irrigante e aquicultor em horário especial; e agentes de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano);

e) A subvenção para cooperativas de eletrificação rural devido à reduzida densidade de carga em relação à principal distribuidora supridora;

f) Reembolsar parcela do custo da geração de energia elétrica em sistemas isolados, acima do custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional – SIN (ACRmédio), de que trata a CCC;

g) Promover a competitividade da energia produzida a partir de carvão mineral nacional e a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e outras fontes renováveis;

h) Programas de Desenvolvimento e Qualificação de Mão de Obra Técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica; e

i) Gestão e movimentação da CDE, da CCC e da RGR pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, incluídos os custos administrativos, os custos financeiros e os tributos.

6. Por meio da Medida Provisória nº 998/2020, posteriormente convertida na Lei nº 14.120/2021, foram incluídos e/ou alterados diversos dispositivos relacionados às contas setoriais, com especial reflexo no orçamento e quotas da CDE dos quais se destacam os pontos a seguir com repercussões a partir do orçamento de 2021:

a) A destinação à CDE de recursos não utilizados em projetos de pesquisa, desenvolvimento e eficiência energética (Lei nº 9.991/2000);

b) Alteração das diretrizes de cálculo do ACRmédio, utilizado para fins de apuração dos reembolsos da CCC e repasse tarifário dos custos de compra de energia das concessionárias beneficiárias;

c) Reclassificação das áreas de concessão, para fins de recolhimento das quotas anuais da CDE, observando o critério geográfico, de modo que as concessionárias do Acre e Rondônia, embora estarem interconectadas ao SIN no submercado Sudeste/Centro-Oeste, passem a contribuir de forma similar as demais concessionárias do Norte e Nordeste;

d) Destinação de recursos da RGR para o pagamento de ativos não depreciados classificados como sobras físicas e ativos imobilizados em curso (AIC) das distribuidoras privatizadas nos termos da Lei nº 12.783/2013.

7. Além destas alterações, em 2021 e 2022 foram aprovados outros dispositivos legais que ampliaram destinações e fontes de recursos para a CDE, a saber:

a) Lei nº 14.146/2021: aumentou o repasse de recursos da CCC para concessionárias que atendem sistemas isolados para fins de modicidade tarifaria dessas localidades e/ou permitir melhor equilíbrio financeiro para concessões privatizadas nos termos da Lei nº 12.783/2013. Em específico se ampliou o repasse de custos decorrentes de sobrecontratação involuntária para as concessionárias do Amazonas e Amapá, foram flexibilizados os parâmetros de perdas regulatórias para a concessionária do Amapá, e foi afastada a dedução do ACRmédio na definição do reembolso mensal para as concessionárias do Amapá e Pará;

b) Lei nº 14.182/2021: consignou o repasse de recursos para a CDE decorrente da privatização da Eletrobras com objetivo de compensar as distribuidoras com contratos no Ambiente de Contratação Regulada - ACR que sejam afetadas pela descotização dos contratos do grupo Eletrobras. A Resolução CNPE nº 15/2021 definiu os valores a serem destinados a CDE no período de 2022 a 2047;

c) Lei nº 14.203/2021: alterou a orientação para inscrição de beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE, passando a prever a inscrição automática de unidades consumidoras;

d) Lei nº 14.299/2022: instituiu subvenção econômica a ser paga com recursos da CDE às concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica de pequeno porte;

e) Lei nº 14.300/2022: criou o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS), entre outras providencias, com repercussões de novas despesas a serem cobertas pela CDE a partir do ano de 2023.

8. A partir de 1º de maio de 2017, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE assumiu a gestão dos fundos setoriais, em substituição à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras.

9. O Decreto nº 9.022/2017 regulamentou a CDE com base nas alterações promovidas pelas Leis nº 12.783/2013, 12.839/2013, 13.299/2016 e 13.360/2016.

10. Conforme previsto no Decreto, o orçamento anual da CDE deve ser consolidado pela CCEE e submetido ao processo de consulta pública, e então aprovado pela ANEEL.

11. O Submódulo 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) estabelece os procedimentos e metodologias de cálculo aplicáveis à gestão da CDE pela CCEE e à aprovação pela ANEEL do orçamento anual e das quotas anuais a serem pagas pelos agentes de distribuição e transmissão de energia elétrica.

12. A Resolução Normativa nº 953, de 30/11/2021, regulou a Lei nº 14.203, de 2021, tornando obrigatória a inscrição automática dos beneficiários da Tarifa Social de Energia Elétrica— TSEE a partir de 2022, sendo posteriormente consolidada na Resolução Normativa nº 1.000/2021.

13. O orçamento proposto da CDE para 2024, de R$ 37,168 bilhões, foi submetido à Consulta Pública nº 41/2023, momento na qual foram aprovadas pela Resolução Homologatória (REH) nº 3.305, de 14/11/2023, as quotas mensais provisórias da CDE - Uso, de R$ 30,873 bilhões, e da CDE GD, de R$ 1,857 bilhões, para o ano de 2024 a vigorar até a aprovação das quotas definitivas. As quotas de CDE GD foram definidas para arrecadação concatenada aos processos tarifários de 2024.

14. Em 09/04/2024 foi publicada a Medida Provisória nº 1.212, com repercussão sobre a utilização dos recursos da CDE associados aos aportes anuais devidos pela Eletrobras até então destinados a mitigação dos impactos da descotização dos contratos de energia CCGF vinculados às suas concessões de geração.

15. Em 12/06/2024 foi editada a Medida Provisória nº 1.232 que em sua regulamentação e desdobramentos resultam em impactos sobre o fluxo financeiro da CCC, seja pela conversão de contratos de compra e venda de energia vinculados à Amazonas Energia em Contratos de Energia de Reserva – CER, ou ainda pela inclusão de custos associados à flexibilização de parâmetros regulatórios de eficiência aplicáveis à distribuidora, entre outros.

16. Em 16/10/2024, pela Carta nº CT-CCEE23582/2024 (SIC 48513.028719/2024-00), a CCEE encaminhou a proposta consolidada de orçamento da CDE de 2025, considerando informações fornecidas pela ANEEL, o Ministério de Minas e Energia – MME, o Operador Nacional do Sistema – ONS, a Eletrobras e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (A responsabilidade de projeção dos preços de combustíveis líquidos é atribuída à CCEE. Em busca de maior assertividade, a Câmara estabeleceu uma parceria com a EPE, para elaboração das previsões dos referidos preços).

17. Em 06/11/2024, o Ministério de Minas Energia – MME abriu Consulta Pública nº 178 para definir o orçamento do Programa Luz para Todos em 2025, indicando a necessidade de R$ 3,95 bilhões de recursos a serem providos pela CDE.

18. Por meio da Nota Técnica nº 178/2024-STR-SGM/ANEEL, de 27/11/2024, face a caracterização de adequação da disponibilidade de recursos para este exercício, foi recomendada à Diretoria da ANEEL a aprovação do orçamento anual da CDE 2024, e respectivas quotas anuais, conforme valores submetidos à CP 41/2023.

19. Em 5/12/2024 foi emitida a Nota Técnica nº 187/2024-STR/ANEEL com a proposta do orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2025.

20. Em 10/12/2024, a Diretoria da ANEEL aprovou a abertura da Consulta Pública nº 38/2024, na modalidade intercâmbio documental, no período de 12/12/2024 a 27/01/2025, a fim de colher subsídios para o aprimoramento da proposta de orçamento da CDE de 2025, bem como decidiu por fixar quotas mensais provisórias da CDE-Uso a serem recolhidas a partir de janeiro de 2025 (REH nº 3.433/2024).

21. Em 30/04/2025 foi publicada a Portaria MME nº 834 aprovando o orçamento do Programa Luz para Todos em 2025 no valor de R$ 3.914.202.310,36

III - DA ANÁLISE

III.1 – CONSULTA PÚBLICA Nº 38/2024

22. Na CP nº 38/2024 foram recebidas 66 contribuições de 22 agentes setoriais, dentre os quais: beneficiários diretos e indiretos, concessionárias de distribuição de energia e associação representativa, agentes de geração, conselhos de consumidores, institutos de pesquisa, associações representativas de consumidores ou empresariais e gestora do fundo setorial.

23. O gráfico a seguir detalha a participação na CP.

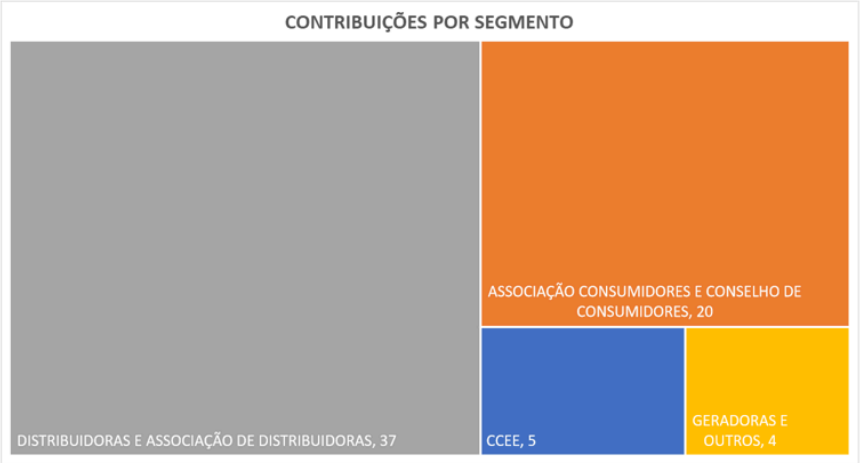


Gráfico 1 – Contribuições por segmento

24. O Relatório de Análise de Contribuições – RAC, anexo, apresenta a avaliação de cada uma das contribuições recebidas na consulta pública, que foram segregadas em 12 principais temas, com maior ênfase no debate sobre os custos da CCC.

Tabela 1- Síntese da avaliação das contribuições da CP nº 38/2024

Aproveitamento	Quantidade de Contribuições	%
Aceita	9	14%
Parcialmente aceita	14	21%
Não aceita	32	48%
Não se aplica	11	17%
Total	**66**	

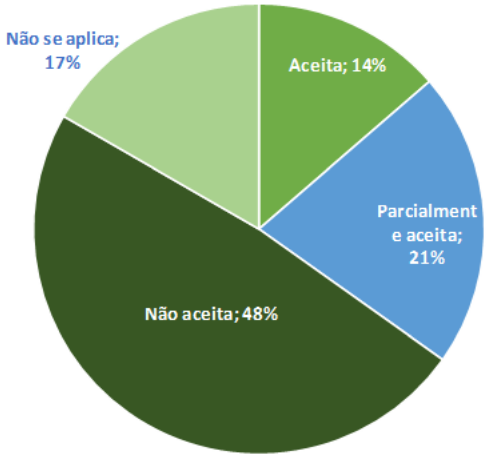


Gráfico 2 – Síntese da avaliação das contribuições da CP nº 38/2024

25. Em geral, seguindo tendência de anos anteriores, observa-se que os beneficiários do fundo se preocupam com a sustentabilidade econômica e financeira da CDE, de forma a garantir a continuidade das políticas públicas do setor, e, com isso, requerem uma postura mais conservadora da ANEEL na estimativa do orçamento anual, de forma a evitar situações de insuficiência de recursos e revisões extraordinárias. Já os consumidores e suas associações apresentam proposições para reduzir o impacto tarifário da CDE e requerem uma atuação mais ativa da ANEEL na fiscalização dos descontos tarifários na distribuição e na viabilização de medidas que promovam a redução estrutural dos gastos.

26. A seguir é apresentada a proposta final das áreas técnicas da ANEEL para o orçamento anual da CDE de 2025, destacando os itens que foram alterados após a análise das contribuições recebidas na CP nº 38/2024.

III.2 – CONSOLIDAÇÃO DA PROPOSTA DE ORÇAMENTO ANUAL DA CDE DE 2025

27. Considerando a análise das áreas técnicas da ANEEL em relação à proposta orçamentária encaminhada pela CCEE e às contribuições recebidas na Consulta Pública nº 38/2024, apresenta-se na tabela a seguir a proposta final para o orçamento anual da CDE de 2025, as variações em relação ao orçamento de 2024 e as alterações em relação à proposta disponibilizada em consulta pública.

Tabela 2 - Orçamento Anual da CDE de 2025

ORÇAMENTO CDE (em R$ milhões)							
DESPESAS	**2023**	**2024**	**2025 CP**	**2025**	**Diferença CP**	**Diferença 2025/2024**	**Variação 2025/2024**
Restos a pagar / provisões	1.007	139	425	2.380	1.955	2.241	1610,8%
Universalização - PLpT e Kit Instalação	1.624	2.503	3.953	3.918	-35	1.415	56,5%
Tarifa Social - Baixa Renda	5.601	6.185	6.683	6.683	0	498	8,1%
Carvão Mineral Nacional	1.126	1.217	1.210	1.215	5	-2	-0,2%
CCC - Sistemas Isolados	12.000	10.742	10.350	12.563	2.213	1.821	17,0%
Descontos Tarifários na Distribuição	9.285	10.236	13.046	13.720	674	3.484	34,0%
Descontos Tarifários na Transmissão	2.436	2.469	3.233	3.233	0	764	31,0%
Subvenção Cooperativas / Pequenas Concessionárias	576	688	695	696	2	9	1,3%
CAFT CCEE	9	9	10	10,01	0	1	13,8%
Reserva Técnica	0	0	0	0	0	0	
CDE-USO (subtotal)	**33.664**	**34.187**	**39.604**	**44.418**	**4.814**	**10.231**	**29,9%**
Restos a pagar / provisões	0	0	0	4	4		
Subsídio GD - Lei 14.300	702	1.681	997	3.658	2.661	1.977	117,6%
CDE-TE (subtotal)	**702**	**1.681**	**997**	**3.662**	**2.665**	**1.981**	**117,9%**
CDE Eletrobras* Cessão Créditos MP 1212/2024	**620**	**1.299**	**0**	**0**	**0**	**-1.299**	**-100,0%**
Total	**34.986**	**37.168**	**40.601**	**48.080**	**7.479**	**10.913**	**29,4%**
RECEITAS	**2023**	**2024**	**2025 CP**	**2025**	**Diferença CP**	**Diferença 2025/2024**	**Variação 2025/2024**
Saldo em Conta CDE-Uso	2.280	520	0	1.082	1.082	562	108,1%
P&D - MP 998	661	472	417	495	78	23	4,9%
UBP	1.576	1.934	1.982	1.982	0	47	2,5%
Multas	264	330	517	517	0	187	56,6%
Recursos da RGR	0	0	107	0	-107	0	
Outras disponibilidades	13	58	81	81	0	23	39,6%
Quotas CDE - Uso	**28.870**	**30.873**	**36.500**	**40.261**	**3.761**	**9.388**	**30,4%**
Saldo em Conta CDE-TE	0	0	0	690	690		
Quotas CDE - GD	**702**	**1.681**	**997**	**2.972**	1.976	**1.292**	**76,9%**
Aporte Eletrobras - Lei 14.182	**620**	**1.299**	**0**	**0**	0	**-1.299**	**-100,0%**
Total	**34.986**	**37.168**	**40.601**	**48.080**	**7.479**	**10.913**	**29,4%**

28. O orçamento da CDE de 2025 resultou em um total de gastos de R$ 48,1 bilhões, sendo a principal fonte de receita as quotas anuais da CDE-Uso, pagas pelos consumidores de energia elétrica, mediante encargo incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, no valor de R$ 40,26 bilhões. Em relação aos valores de 2024, verifica-se um aumento de 29,4% nas despesas do orçamento anual e de 30,4% nas quotas CDE-Uso.

29. O aumento observado nas despesas totais se relaciona, principalmente, com as variações destacadas a seguir:

a) Previsão de despesas do Programa Luz para Todos, com aumento de 57% em relação ao orçamento previsto para 2024, agregando R$ 1,4 bi de despesas adicionais. O valor para 2025 considera o orçamento do PLpT aprovado por meio da Portaria MME nº 834/2025 indicando redução discreta em relação a proposta disponibilizada em Consulta Pública;

b) O aumento de cerca de 34% nos descontos tarifários aplicados na distribuição, principalmente em função do subsídio relacionado às fontes incentivadas. O aumento em relação ao orçamento de 2024 é de R$ 3,5 bi. Como indicado na abertura da Consulta Pública, parte da variação já foi observada durante o exercício de 2024, onde se indicava uma execução de 12% acima do orçamento daquele ano. Para a presente proposta, foi revisitada a previsão com base nos dados dos processos tarifários deliberados até abril/2025, agregando-se R$ 674 milhões em relação ao valor anteriormente disponibilizado e totalizando R$ 13,7 bilhões para 2025;

c) O desconto tarifário aplicado na transmissão com elevação de 31%, ou R$ 764 milhões em relação ao orçamento de 2024, mantido a proposta da abertura da Consulta Pública. Vale lembrar que aqui também se observa um desvio relevante, de 17%, no próprio ano de 2024 em relação ao orçamento daquele ano, e que se relaciona a ampliação de geradores beneficiários dos descontos de fontes incentivadas;

d) O custeio da tarifa social apresenta elevação de 8,1% em relação ao orçamento de 2024, reflexo das variações tarifárias e do crescimento das famílias beneficiadas, sem alteração em relação a proposta da abertura da Consulta Pública;

e) O subsídio do sistema de compensação da geração distribuída, MMGD, da Lei nº 14.300/2022, revisitado após contribuições da Consulta Pública, indicando um expressivo aumento de 118% em razão da necessidade de adequação do método de estimativa de despesas uma vez que os dados anualizados destes descontos observados nos processos tarifários até agosto/2024 não sinalizavam adequadamente a realidade de subsídios tarifários concedidos pelas distribuidoras e a significativa inserção da MMGD;

f) O aumento da previsão de reembolsos da CCC, que em relação a abertura da Consulta Pública teve revisadas despesas ordinárias com efeito da ordem de R$ 540 milhões (revisão de parâmetros contratuais, previsão de geração, SIGFIs, sub-rogações, repercussões de resultados de mercado de curto prazo, entre outros). Além disso, com maior impacto, foi agregada a previsão orçamentária de R$ 1,67 bilhões associada à flexibilização de parâmetros regulatórios da Amazonas Energia decorrente da MP 1.232/2024.

30. A seguir apresentamos o detalhamento dos itens do orçamento que sofreram alteração em relação à proposta disponibilizada em consulta pública.

III.3 – SALDO AO FINAL DO EXERCÍCIO 2024

31. Na proposta de orçamento anual disponibilizada na CP 38/2024 foi considerado um saldo previsto ao final de 2024 negativo de R$ 496,5 milhões. Este valor refletia a melhor estimativa realizada pela CCEE ao final de setembro de 2024, portanto incluía projeções das diversas rubricas que compõe a CDE, com inclusão de todas as despesas e receitas correntes, bem como de restos a pagar de exercícios anteriores.

32. Como sinalizado na abertura da CP, na consolidação do orçamento da CDE ao final do período de contribuições, foi atualizada a sobra orçamentária ao final do exercício considerando valores efetivos após fechamento do mês de dezembro de 2024, totalizando o valor negativo de R$ 612 milhões.

33. Para melhor compreensão dos volumes totais de recursos a serem movimentados pela CDE em 2025, optou-se por apresentar a sobra orçamentaria decomposta em duas rubricas, o saldo inicial em 2025 no valor de R$ 1,772 bilhões, representando a disponibilidade em caixa, e de outro lado, como despesas previstas, os restos a pagar, que entre valores da CDE e CCC totalizam R$ 2,384 bilhões. Os restos a pagar constam da manifestação da CCEE, sendo em sua maior parte relacionados ao Programa Luz para Todos conforme figuras abaixo.

Tabela 3 – Restos a pagar

Restos a Pagar CDE Posição 31.12.24			
Rubrica		Valor	Participação
Baixa Renda 2024	R$	15.842.792,19	0,78%
Modicidade tarifária 2024	R$	80.354.318,20	3,93%
Programa Luz para Todos 2022	R$	12.082.559,51	0,59%
Programa Luz para Todos 2023	R$	406.739.453,15	19,90%
Programa Luz para Todos 2024	R$	1.158.243.761,82	56,67%
Subvenção Cooperativas 2024	R$	2.243.438,92	0,11%
Subsídio Geração Distribuída 2024	R$	4.059.904,85	0,20%
Transmissoras 2018	R$	521.848,53	0,03%
Transmissoras 2019	R$	1.601.890,47	0,08%
Transmissoras 2020	R$	814.757,38	0,04%
Transmissoras 2022	R$	147.030,57	0,01%
Transmissoras 2023	R$	2.425.680,51	0,12%
Transmissoras 2024	R$	250.683.932,45	12,27%
Atualização Monetária 2019	R$	13.897,17	0,00%
Gestão Eletrobras	R$	1.305.128,75	0,06%
Outras Entradas (MP)	R$	106.583.136,54	5,22%
Total	**R$**	**2.043.663.531,01**	**100,00%**

Restos a Pagar CCC Posição 31.12.24			
Rubrica		Valor	Participação
Reembolso Preliminar	R$	400,00	0,00%
Resultado de Fiscalização 2024	R$	133.523.284,66	39,22%
Resultado de Fiscalização 2024 - Atualização	R$	26.068.631,59	7,66%
Sub-rogação Obras em Andamento 2021	R$	64.169.311,56	18,85%
Sub-rogação Obras em Andamento 2022	R$	89.294.485,83	26,23%
Sub-rogação Obras em Andamento 2023	R$	22.976.925,08	6,75%
Sub-rogação Obras em Andamento 2024	R$	4.432.251,46	1,30%
Total	**R$**	**340.465.290,18**	**100,00%**

34. Ainda, para a proposta final foi incorporado ajuste alocativo da disponibilidade em caixa e restos a pagar de forma a respeitar a diferença da repercussão aos consumidores observada entre a CDE-Uso e a CDE-GD, a última limitada ao mercado regulado (cativos). Para tanto, foi avaliado o montante de quotas da CDE-GD arrecadada em 2023 e 2024 em comparação com os repasses efetivos efetuados pela CCEE no mesmo período, indicando uma sobra específica da ordem de R$ 690 milhões ao final do exercício de 2024. Os restos a pagar específicos da CDE-GD, de R$ 4 milhões também foram destacados.

35. Para melhor compreensão e acompanhamento da execução financeira, reforçamos que a CCEE disponibiliza relatórios mensais das contas setoriais em seu website, onde se pode verificar todas as receitas e despesas realizadas, com identificação de sua natureza e origem/destinação.

III.4 – CCC

36. Pela Lei nº 12.111/2009, regulamentada pelo Decreto nº 7.246/2010 e normatizada pela Resolução Normativa nº 1.016/2022, o mecanismo de reembolso da CCC tem como base o custo total de geração (combustíveis, geração própria e contratação de energia), subtraídas as parcelas equivalentes ao custo médio da energia e potência comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACRmed), o qual é recuperado nas tarifas dos consumidores de cada concessionária beneficiária da Conta.

37. Do orçamento inicial apresentado pela CCEE houve a necessidade da revisão de algumas despesas em virtude das contribuições recebidas no âmbito da Consulta Pública nº 38/2024, as quais serão citadas a seguir aquelas aceitas ou parcialmente aceitas que implicaram na alteração do orçamento inicial, cujo teor está detalhado no Relatório de Análise de Contribuições, anexo desta Nota Técnica. Também serão apresentadas as alterações de orçamento decorrentes de contribuições de interações complementares realizadas perante a CCEE no transcorrer da Consulta Pública, em função de atualização de parâmetros de cálculo, ou ainda, de informações que sobrevieram ao processo de orçamentação.

38. Foram apresentadas 18 contribuições para alteração do valor da CCC pelas seguintes empresas e associações: i) CCEE (2); ii) ABRACE (1); iii) Amazonas Energia (5); iv) Roraima Energia (1); v) Grupo Equatorial (5); vi); Grupo Energisa (3) e vii) CIGÁS (1).

39. A proposta da ABRACE para incluir a desoneração do ICMS no Amazonas no orçamento da CDE de 2025, visando à redução de preços dos CCESI do Leilão nº 2/2016, foi rejeitada, pois ainda não houve deliberação sobre o mérito em instrução administrativa dedicada à matéria.

40. A Amazonas Energia fez quatro propostas de alteração da CCC: i) adequação da previsão de despesas com geração nas localidades de Silves, Itapiranga e Rio Preto da Eva, conforme o cronograma atualizado de interligação; ii) inclusão na previsão de custos totais de geração da "Parcela de Créditos de Descarbonização - PCbio" à luz do Despacho ANEEL nº 3.715/2024, incluindo o reconhecimento de valores retroativos a janeiro/2021 para geração própria e CCESIs; iii) atualização dos preços aplicáveis ao suprimento de gás natural para as UTEs atendidas pela Cigás devido à publicação de novos parâmetros definidos pelo ATO COTEPE/PMPF Nº 27, de 22/11/2024, emitido pelo CONFAZ; iv) inclusão no orçamento de 2025 dos valores referentes ao ressarcimento de custos emergenciais incorridos no atendimento aos municípios de Iranduba e Manacapuru em 2019, conforme Processo nº 48500.003391/2020-61, totalizando aproximadamente R$ 95 milhões (dez/23) e v) reembolso de pagamento efetuado aos PIEs Breitener Jaraqui e Tambaqui.

41. As duas primeiras propostas da Amazonas Energia foram aceitas, com impactos de R$ 210.096.381,87 (valor da REA não está sendo atualizado, o que é considerado é o período maior de reembolso da CCC, em função de atraso da interligação) e R$ 18.438.494,13, respectivamente. A parcela de R$ 18,4 milhões reflete o valor do ano corrente para todas as empresas, cabendo pontuar que ainda há um valor adicional estimado pela CCEE de R$ 68.888.997,30 referente ao retroativo do PCbio também para todas as empresas alcançando a possibilidade de retroação até o ano de 2021. Em tempo, frisa-se que no tratamento dessa matéria, deve ser observado integralmente as disposições estabelecidas no Despacho ANEEL nº 3.715/2024.

42. As três outras propostas da Amazonas Energia foram recusadas. A proposta relativa ao suprimento de gás natural para as UTEs atendidas com combustível fornecido pela Cigás foi indeferida porque não há previsão de inclusão do valor do ICMS do Gás Natural nos CCVEEs (informação CCEE). Já o ressarcimento da geração emergencial de Manacapuru não foi incluído no orçamento, pois ainda não há deliberação da ANEEL nesse sentido, estando o assunto em discussão no processo 48500.003391/2020-61, que está com a Diretoria da ANEEL para deliberação. Da mesma forma, o reembolso de pagamento efetuado aos PIEs Breitener Jaraqui e Tambaqui não foram aceitos, porque não há deliberação da Aneel (processo 48500.006320/2023-63).

43. A proposta da Roraima Energia, de ressarcimento da geração emergencial da UTE Pacaraima em 2019, foi parcialmente aceita, implicando em um aumento orçamentário de R$ 6.654.654,75.

44. O Grupo Equatorial fez cinco contribuições para alteração do valor da CCC. Destas, duas foram parcialmente aceitas e três foram rejeitadas.

45. As propostas parcialmente aceitas são: a atualização do valor da CCC em função do atraso da interligação das localidades de Afuá e Chaves (R$ 27.449.242,34) (valor da REA não está sendo atualizado, o que é considerado é o período maior de reembolso da CCC, em função de atraso da interligação) e o reembolso de Sistemas SIGFIs instalados no estado do Maranhão. Em relação a esta última, o impacto adicional em comparação ao orçamento base é de R$ 135.460,37, já considerando a atualização do número de sistemas instalados. O que não foi aceito nestas duas contribuições foi a atualização da projeção do IPCA, onde foi mantida a projeção utilizada pela CCEE, e a atualização dos valores do Diesel S-500 e do Biodiesel, onde foram adotadas as informações da EPE, utilizadas pela CCEE no processo orçamentário, mantendo-se os valores utilizados pela CCEE no orçamento base.

46. O Grupo Energisa apresentou três contribuições para alteração do valor da CCC, das quais duas foram parcialmente aceitas e uma não foi aceita.

47. As contribuições parcialmente aceitas tratam de Sistemas SIGFIs, que trata da solicitação de reembolso para o estado de Tocantins com atualização dos quantitativos de sistemas nos estados do Acre, Mato Grosso, Rondônia e Tocantins. Nestas contribuições não foram aceitas as parcelas relativas ao reembolso de sistemas SIGFIS no Estado do Mato Grosso do Sul, considerando que ainda não há deliberação na ANEEL de reconhecimento de áreas isoladas neste estado, e a parcela relativa à atualização das projeções de IPCA, pelos motivos já apresentados acima.

48. Por fim, a contribuição da Cigás trata da parcela de transporte do gás natural do contrato OC 1902/2006, indicando que há necessidade de atualização deste valor. Esta contribuição foi parcialmente aceita, em função do valor adicionado ao orçamento base de R$ 184.977.139,07, conforme estimativa da CCEE, que difere do valor indicado pela empresa.

49. As alterações do orçamento decorrentes de informações da CCEE já consideram valores de outras contribuições realizadas na Consulta Pública. Assim, algumas das contribuições anteriores não apresentam os impactos decorrentes uma vez que os valores já estavam inseridos nas contribuições da CCEE.

50. Por exemplo, o reembolso dos valores de SIGFIS nos Estados do Maranhão e do Tocantins foram informados pela CCEE no valor total de R$ 42.259.116,11. No mesmo sentido, o reprocessamento do retroativo do Pcbio para todas as empresas, totaliza R$ 68.888.977,30.

51. Como resultado, define-se o **incremento de R$ 558.899.485,94** em relação ao cenário base.

Sub-rogação

52. Na CP nº 38/2024 foram recebidas 4 contribuições relativas à sub-rogação, sendo duas do Grupo Equatorial e duas do Grupo Energisa.

53. Das contribuições do Grupo Equatorial, foi aceita a contribuição que trata da redução de R$ 11.536.819,17 do reembolso da sub-rogação da CCC, devido ao atraso na interligação das localidades de Chaves e Afuá. As obras de interligação das localidades de Afuá e de Chaves estão contidas no projeto do denominado Marajó que engloba um conjunto de localidades. Este projeto, nas Premissas Orçamentárias – Contas Setoriais 2025, teve seus valores agregados lançados nos dentre as obras em operação comercial, considerando que algumas localidades do projeto Marajó já estão em operação. Como a obra está atrasada, o valor a ser pago a título de sub-rogação em 2025 será menor. Não foi aceita a contribuição de atualização de valores sub-rogados para as localidades indicadas, considerando que a ANEEL não realiza a pretendida atualização de valores nas instruções do orçamento da CDE sem a prévia deliberação da Agência.

54. As contribuições do Grupo Energisa tratam da inclusão no orçamento de valores para novas sub-rogações: i) no Acre para a interligação da localidade de Cruzeiro do Sul e ii) em Rondônia para o provisionamento de recursos de R$ 142,6 MM para sub-rogação das obras de construção da LD 69 kV Coletora Porto Velho – Jaci Paraná C1 e a instalação do autotransformador trifásico de 138/ 69 kV na SE Jaru. Estas contribuições não foram aceitas, considerando que estas sub-rogações ainda não foram aprovadas pela ANEEL.

55. Considerando a avaliação das contribuições, houve uma diminuição de R$ 11.536.819,17 do valor total para os projetos em operação comercial. Para os projetos com obras em andamento, não houver alteração do orçamento inicial, conforme valores apresentados nas tabelas abaixo:

Tabela 4 - Sub-rogação de obras em operação comercial

Sub-rogação - 2025		
Beneficiário	**Projeto**	**Total (R$)**
ENERGIASA MT	LD / SE Paranorte	531.354,12
ENERGISA MT	LD / SE Guariba	9.307.327,33
EQUATORIAL PA	Marajó	20.555.601,50
	Total	**30.394.282,95**

Tabela 5 - Sub-rogação de obras em andamento

Sub-rogação - 2025		
Beneficiário	**Projeto**	**Total (R$)**
AMAZONAS ENERGIA	LT / SE Humaitá	4.757.634,98
	Aveiro	2.788.544,24
	Faro	2.692.352,34
EQUATORIAL PA	Gurupá	14.365.790,24
	Porto do Moz	39.333.190,14
	Terra Santa	33.104.735,84
	Total	**97.042.247,78**

56. Por fim, o valor da sub-rogação para o orçamento 2025 é a soma dos valores totais da Tabela 3 e da Tabela 4, o que perfaz R$ 127.436.530,73.

57. Comparando-se os orçamentos para sub-rogação do ano de 2025 com o ano de 2024, temos uma redução de aproximadamente 13,6%. Esta variação decorre, principalmente, pela conclusão do pagamento dos valores aprovados em resolução específica para as obras de conversão de combustível das usinas UTE Ponta Negra, UTE Manauara e UTE Cristiano Rocha e da localidade de Comodoro no Mato Grosso em 2024.

Sobrecontratação / Resultado Mercado de Curto Prazo / Restituição de Perdas

58. O Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, previu, inicialmente, que o custo total da sobrecontratação de energia das distribuidoras seria arcado pela CCC nos três anos subsequentes ao da respectiva interligação e, portanto, até 31 de dezembro de 2018, o resultado do mercado de curto prazo da Amazonas Energia seria alocado à CCC.

59. Já o Decreto nº 10.050, de 9 de outubro de 2019, alterou o Decreto nº 7.246/2010 e dispôs que o custo decorrente da sobrecontratação involuntária no prazo de cinco anos subsequentes ao da respectiva interligação seriam atribuídos à CCC, o que se fez para os valores até o mês de dezembro de 2020.

60. Em 2021, a Lei nº 14.146/2021, alterou novamente a regra de repasse dos custos com sobrecontratação, agora dispondo da seguinte forma:

> "Art. 4º-C. O ônus decorrente da sobrecontratação reconhecida pela Aneel como exposição involuntária, para as distribuidoras de energia elétrica prestadoras do serviço em Estados da Federação cujas capitais não estavam interligadas ao SIN em 9 de dezembro de 2009, a partir da interligação ao SIN, será repassado à CCC, mediante:
>
> I – custeio das obrigações decorrentes da repactuação de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEEs), preferencialmente;
>
> II – repasse do efeito financeiro da sobrecontratação.
>
> § 1º O disposto no inciso I do caput deste artigo está condicionado à existência de economicidade na proposta e à aprovação pela Aneel.
>
> § 2º Para o repasse de que trata o inciso II do caput deste artigo, o efeito financeiro, negativo ou positivo, será considerado no custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, entre janeiro de 2021 e dezembro de 2026, nos termos definidos pela Aneel."

61. De forma complementar, a Portaria MME nº 15/2021, permitiu que o pagamento dos custos associados a sobrecontratação pudessem ser efetuados de forma antecipada, observando os parâmetros de PLD e de montante de energia sobrecontratado estimados até o próximo processo tarifário da distribuidora. A Portaria MME nº 38/GM/MME, de 23/03/2022, por sua vez, definiu que a apuração e repasse do efeito financeiro da sobrecontratação deve ser efetuado mensalmente.

62. Posteriormente, o nível de contratação da distribuidora Amazonas foi alterado com a edição da Medida Provisória nº 1.232/2024 em razão da conversão de contratos de compra de energia em contratos de energia de reserva, fato que reduziu os montantes de sobrecontratação com efeitos retroativos a data de edição da Medida Provisória. Considerando que houve o repasse antecipado do resultado de curto prazo até a competência de agosto/2024, e foram realizadas recontabilizações com efeitos retroativos, estima-se que no processo tarifário de 2025 deverá ser prevista uma devolução à CCC de R$ 111.346.608,38 pela Amazonas Energia. Ainda, considerando que o portfólio de contratos da Amazonas se mostra aderente a carga observada, não se identifica a necessidade de inclusão no orçamento de previsão de custos a serem cobertos pela CCC relacionados a exposição financeira de sobrecontratação involuntária da empresa para 2025.

63. Adicionalmente, outros itens acessórios relacionados a despesas da CCC, estão incluídos nesta proposta de orçamento, a saber:

a) Ressarcimento pela CCC de Resultado do Mercado de Curto Prazo para a Roraima Energia no valor de R$ 6.585.580,57, conforme homologado nas Resoluções Homologatórias nº 3.309/2024 e nº 3.434/2025;

b) Ressarcimento pela CEA à CCC de Resultado do Mercado de Curto Prazo no valor de R$ 28.745.276,52, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 3.430/2024 (Art. 11º);

c) Ressarcimento pela CCC à CEA da diferença de custos de energia indica no parágrafo único do Art. 4ºB da Lei 12.111, associado a flexibilização dos parâmetros de perdas não técnicas, no valor de R$ 69.822.011,43, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 3.430/2024 (Art. 10).

64. Com a inclusão das despesas de listadas acima, incluindo a devolução de valores relacionada às recontabilizações do resultado de curto prazo da Amazonas Energia, a previsão total relativa às despesas de sobrecontratação/Resultado MCP/Perdas é de – R$ 6.193.739,86.

III.5 – CARVÃO MINERAL NACIONAL

65. Em relação ao carvão mineral, o orçamento inicial elaborado pela CCEE e levado à Consulta Pública nº 38/2024 estimou um reembolso referente ao carvão mineral nacional no ano de 2025 em R$ 1.210.014.354,38, distribuídos entre as empresas Âmbar Energia (UTE Candiota III) e Diamante Geração de Energia (Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – CTJL), conforme tabela a seguir:

Tabela 6 - Previsão orçamentária de reembolso do carvão (abertura da CP 38/24)

Empresa	Reembolso do carvão mineral para o ano 2025
Âmbar	R$ 173.731.748,99
Diamante	R$ 1.036.282.605,39
Total	**R$ 1.210.014.354,38**

66. No âmbito da CP 38/24, foram recebidas contribuições da Abrace, Âmbar e Diamante referentes ao reembolso do carvão mineral nacional, as quais estão detalhadas no Relatório de Análise de Contribuições, anexo a esta Nota Técnica.

67. Em relação ao reembolso realizado referente ao CTJL foram recebidas duas contribuições. Na primeira, a empresa Diamante solicitou a atualização do preço do carvão em função da atualização do IPCA realizado em 2024 (ao invés da projeção). Esta contribuição foi aceita, alterando o preço médio de R$ 443,27/t para R$ 445,64/t. Além disso, a CCEE atualizou os parâmetros de eficiência realizados, o que resultou em um acréscimo de R$ 4.665.763,46 ao orçamento 2025, conforme estimado pela CCEE.

68. A segunda contribuição foi realizada pela Abrace e se refere a previsão de despesas associadas ao CTJL face a possibilidade de sua contratação como Energia de Reserva em 2025, o que afastaria o reembolso nos termos da Lei 14.299/2022 (art. 6º, §2º), e propôs a limitação do orçamento. Sobre o assunto, destacamos que o processo de consulta pública conduzido pelo Ministério de Minas e Energia previsto na Portaria MME nº 768/2024 ainda não foi concluído e, no momento, não é de conhecimento desta Agência a previsão para assinatura e início de vigência dos Contratos de Energia de Reserva (CER).

69. Desse modo, foi mantida previsão orçamentária para todo o ano de 2025, contudo, destacamos que o comando legal previsto no art. 6º, §2º da Lei nº 14.299/2022, será aplicado a partir da assinatura dos CERs, ou seja, o reembolso será suspenso quando do início de vigência dos referidos contratos.

70. Com relação ao reembolso realizado à empresa Âmbar (UTE Candiota III), a referida empresa solicitou adequação na projeção de reembolso, principalmente em relação à proposta de inclusão de um novo contrato (incrementando o montante de compra mínima), bem como a inclusão da alíquota de 12% referente ao ICMS. Essas contribuições não foram aceitas visto que não foi realizada pela ANEEL análise de mérito quanto ao pleito, além de se considerar que o orçamento da CDE não é o instrumento adequado para o requerimento de pleitos específicos.

71. Por fim, reforçamos o comando legal previsto na Lei nº 10.438, de 2002, que trata das condições de elegibilidade para fazer jus ao benefício do reembolso do custo de aquisição do combustível:

> Art. 13. § 4o O repasse da CDE a que se refere o inciso V do caput observará o limite de até 100% (cem por cento) do valor do combustível ao seu correspondente produtor, incluído o valor do combustível secundário necessário para assegurar a operação da usina, mantida a obrigatoriedade de compra mínima de combustível estipulada nos contratos vigentes na data de publicação desta Lei, a partir de 1o de janeiro de 2004, destinado às usinas termelétricas a carvão mineral nacional, desde que estas participem da otimização dos sistemas elétricos interligados, compensando-se os valores a serem recebidos a título da sistemática de rateio de ônus e vantagens para as usinas termelétricas de que tratam os §§ 1º e 2º do art. 11 da Lei nº 9.648, de 1998, podendo a Aneel ajustar o percentual do reembolso ao gerador, segundo critérios que considerem sua rentabilidade competitiva e preservem o atual nível de produção da indústria produtora do combustível.

72. Dado o exposto acima, o orçamento da CDE de 2025 previsto para reembolso do carvão mineral nacional foi acrescido em **R$ 4.665.763,46**, totalizando **R$ 1.214.680.117,84**.

III.6 – SUBSÍDIOS E DESCONTOS TARIFÁRIOS NA DISTRIBUIÇÃO E TRANSMISSÃO

73. Trata-se da função da CDE de compensar descontos tarifários concedidos aos usuários do serviço público de distribuição e transmissão de energia elétrica. Os descontos da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE são aplicáveis aos consumidores da subclasse

residencial Baixa Renda. Os demais descontos são concedidos aos seguintes usuários: (i) gerador e consumidor de fonte incentivada; (ii) atividade de irrigação e aquicultura em horário especial; (iii) agente de distribuição de pequeno porte; (iv) serviço público de água, esgoto e saneamento; (v) classe rural; (vi) subclasse cooperativa de eletrificação rural; e (vii) subclasse serviço público de irrigação.

74. Os subsídios aplicáveis a classe rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de água, esgoto e saneamento não mais provocam efeitos orçamentários devido a sua extinção após período de transição nos termos do §4º, art. 1º do Decreto n. 7.891/2013.

75. Para a tarifa social, a estimativa de repasses da CDE para a subvenção para o orçamento anual da CDE é orientada pelo item 3.2.2 do Submódulo 5.2 do PRORET.

> "PRORET 5.2 – item 3.2.2 (...)
> 22. A estimativa de repasses da CDE para a subvenção à TSEE, para fins de aprovação do orçamento anual da CDE, será feita pela ANEEL a partir de informações referentes aos benefícios tarifários médios concedidos nos últimos anos, à projeção de crescimento da carga divulgada pelo Operador Nacional do Sistema – ONS e à projeção do IPCA divulgada pelo BACEN, e encaminhadas anualmente à CCEE até 15 de setembro de cada ano. "

76. Em 2022, ocorreu um incremento significativo na quantidade de famílias beneficiadas na TSEE, tanto em função da Lei nº 14.203, de 2021, regulada pela REN nº 953, de 2021, que tornou obrigatória a inscrição automática dos beneficiários da TSEE, como também pelo cenário socioeconômico do País.

77. A previsão de repasses da CDE para a subvenção à TSEE em 2025, de R$ 6,683 bilhões, apresentado na abertura da Consulta Pública se mostra aderente aos níveis médios de benefício apurados no último ano e aplicada a previsão de crescimento de carga e de inflação para os 12 meses.

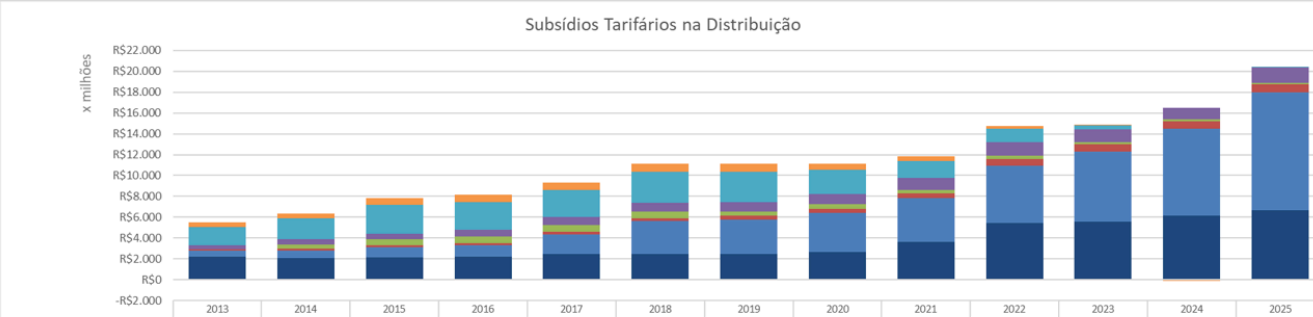
78. Quanto aos demais subsídios tarifários na distribuição, o valor estimado na abertura da CP 38/2024 foi alterado de R$ 13,046 bilhões para **R$ 13,720 bilhões** e considera a atualização dos valores dos repasses mensais vigentes fixados nas resoluções homologatórias dos processos tarifários de cada distribuidora até abril/2025 e, quando aplicável, estimou-se a alteração dos valores na data do respectivo aniversário contratual em 2025 considerando a previsão da variação de mercado de 3,2% (ONS: Boletim Técnico das Previsões de Carga para o PLAN 2024-2028) e da variação de IPCA.

79. Com relação aos subsídios na transmissão foi mantido o valor proposto na abertura da Consulta Pública, de R$ 3,233 bilhões, que refletem o incremento do número de geradores beneficiados e o nível tarifário atual.

80. Por fim, as estimativas de repasses da CDE para custear o subsídio às cooperativas de eletrificação rural com reduzida densidade de carga e a subvenção econômica a ser paga com recursos da CDE às concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica de pequeno porte (Lei nº 14.299/2022) foram revisitadas com atualização de parâmetros homologados após a elaboração da proposta orçamentaria e inclusão de nova projeção da inflação, resultando no valor total de **R$ 696,2 milhões** para 2025.

Histórico dos subsídios tarifários na distribuição

81. O gráfico abaixo apresenta a evolução dos Descontos Tarifários na Distribuição de 2013 a 2025.



	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Água-esgoto-saneamento	R$464.631	R$501.137	R$664.725	R$694.285	R$692.951	R$762.805	R$783.350	R$616.069	R$473.331	R$292.796	R$97.250	-R$3.951	-R$1.254
Rural	R$1.711.397	R$1.960.702	R$2.772.851	R$2.629.441	R$2.590.486	R$2.977.727	R$2.906.276	R$2.285.653	R$1.612.578	R$1.237.514	R$344.969	-R$42.259	R$900
Irrigação e Aquicultura	R$405.842	R$542.797	R$493.233	R$649.216	R$781.239	R$788.653	R$897.167	R$1.013.443	R$1.134.139	R$1.307.534	R$1.222.721	R$1.066.767	R$1.515.935
Distribuidora	R$31.264	R$393.725	R$562.657	R$632.962	R$656.747	R$649.982	R$384.932	R$434.820	R$323.576	R$317.432	R$230.118	R$188.547	R$122.138
Geração Fonte Incentivada	R$114.263	R$164.352	R$220.006	R$233.333	R$235.818	R$313.845	R$370.968	R$419.047	R$479.849	R$646.092	R$709.247	R$742.664	R$780.944
Consumidor Fonte Incentivada	R$586.258	R$717.260	R$946.522	R$1.053.386	R$1.857.428	R$3.157.457	R$3.297.452	R$3.724.816	R$4.151.878	R$5.521.345	R$6.680.478	R$8.284.558	R$11.301.582
Baixa Renda	R$2.200.000	R$2.099.000	R$2.165.878	R$2.238.551	R$2.498.000	R$2.451.786	R$2.474.254	R$2.660.733	R$3.656.061	R$5.430.106	R$5.601.244	R$6.184.867	R$6.682.969

Gráfico 3 - Descontos Tarifários na Distribuição - orçamento

82. Considerando os Descontos Tarifários na Distribuição, incluindo o da Tarifa Social, os Descontos Tarifários na Transmissão e a Subvenção às Cooperativas de Eletrificação Rural e Pequenas Distribuidoras, o gráfico abaixo apresenta a participação de cada subsídio no total de gastos da CDE com essas rubricas, que totalizam R$ 24,3 bilhões em 2025, contra R$ 19,6 bilhões considerados no orçamento de 2024.

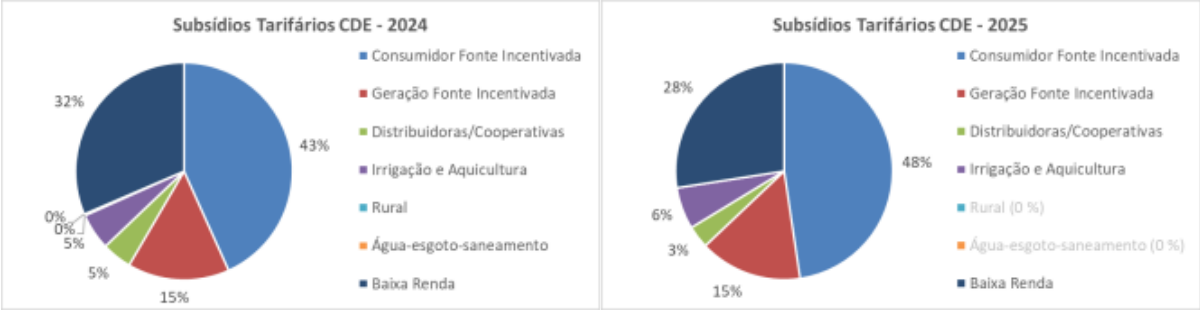


Gráfico 4 - Subsídios Tarifários na Distribuição e Transmissão

Subsidiômetro

83. Para dar transparência sobre os impactos dos subsídios nas tarifas de energia, foi divulgado o Subsidiômetro, painel que detalha os valores desde 2018. Ele pode ser consultado na página inicial da ANEEL, e também no portal de relatórios: *https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/subsidiometro*.

Fiscalização

84. A Abrace apresentou contribuição quanto a necessidade de adequação da base de beneficiários de descontos tarifários, indicando eventuais inconsistências nos dados divulgados pela ANEEL e apresenta estudo para motivar a redução do orçamento previsto.

85. Neste sentido, o primeiro aspecto a ser enfrentado está na melhor qualidade das informações divulgadas. Os dados divulgados pela ANEEL para cumprimento do comando do Decreto n. 9.022/2017, tem atualmente como fonte os dados declarados pelas distribuidoras no Cadastro Nacional de Distribuição – CND/SIASE (conforme PRORET 10.6). Trata-se de base de dados auxiliar, ainda em processo de ajuste e adequações, e que não geram resultados nos processos tarifários. No âmbito da transmissão, os dados são encaminhados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Os dados estão disponíveis no portal de dados abertos: https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/beneficiarios-da-cde.

86. No entanto, a base de dados considerada na homologação dos benefícios tarifários da distribuição, salvo a tarifa social, o banco de dados considerado é o SAMP, juntamente com outras rotinas intrínsecas do processo tarifário. Para a tarifa social existe procedimento apartado cujos valores são homologados mensalmente por meio de Despachos da superintendência STD.

87. Existe assim um esforço para a convergência destes dados, que resultará no aprimoramento do processo de homologação dos valores associados aos benefícios tarifários.

88. Associado a isto, a fiscalização da ANEEL tem realizado ações específicas, dentre as quais citamos:

a) Fiscalizações nas distribuidoras CELESC-DIS (Processo nº 48500.000835/2019-73), COPEL-DIS (Processo nº 48500.001772/2019-72) e CEMIG-D (Processo nº 48500.003335/2019-93), a fim de apurar os procedimentos adotados para enquadramento de consumidores como beneficiários de subsídios tarifários;

b) Fiscalização por Monitoramento (Processo nº 48500.002827/2019-61) de todas as concessionárias de distribuição, em que foram cruzados os dados individuais de beneficiários dos descontos tarifários com as informações constantes nos processos de reajuste e revisão tarifária, referentes aos anos de 2016 e 2017. Referido processo deu origem a processos específicos para as distribuidoras CEB-DIS (Processo nº 48500.004993/2020-36), CEEE-D (Processo nº 48500.005193/2020-32), e Energisa SE (Processo nº 48500.005192/2020-98), em que foram constatas diferenças entre os montantes de descontos concedidos pelas referidas distribuidoras e os respectivos valores reembolsados pela CDE;

c) No presente momento, está sendo realizado nova Fiscalização por Monitoramento, análoga à anterior, porém referente ao período de 2018 a 2023.

89. Caso os resultados das fiscalizações constatem diferenças, estas serão restituídas ao fundo da CDE como conclusão específica do processo fiscalizatório.

90. Soma-se a estas ações de fiscalização a obrigação das distribuidoras em revisar o cadastro de beneficiários, como o comando disposto no art. 665 da REN 1.000/2021, que, após concluído poderá resultar em valores a serem restituídos ao fundo setorial.

91. Assim, no presente processo de definição orçamentária, compreende-se que os valores a serem considerados deve observar a regra disposta no PRORET 5.2 (§ 26, § 43) baseado nos valores homologados pela ANEEL.

III.7 – APORTE ELETROBRAS / CDE ELETROBRAS – LEI Nº 14.182/2021

92. No âmbito do processo de desestatização da Eletrobras, o inciso I da Lei 14.182/2021 dispôs que a Eletrobras aportará na CDE, para fins de modicidade tarifária, o valor correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos, nos termos abaixo:

"Art. 4º São condições para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei:

I - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos;

(...)

§ 2º O disposto no art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, não se aplica aos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica de que trata este artigo, e a quota de que trata o inciso I do caput deste artigo será creditada integralmente em favor das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, para fins de modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), distribuída de forma proporcional aos montantes descontratados em decorrência da alteração do regime de exploração para produção independente de que trata o inciso III do caput deste artigo."

93. A Resolução CNPE nº 15/2021 estabeleceu o valor adicionado e o aporte na CDE desde a assinatura do contrato até o ano de 2047, conforme Anexo V da citada Resolução. Em 2022, foi realizado o aporte inicial da ordem de R$ 5 bilhões na CDE, com repasse imediato as distribuidoras beneficiárias tendo por base decisão da Diretoria da ANEEL proferida quando da abertura da Consulta Pública nº 34/2022.

94. No encerramento da referida Consulta Pública, em 22/11/2022, foram aprovadas alterações no PRORET, sejam de regras tarifárias como também repercussões na gestão da CDE e rito orçamentário.

95. Neste regulamento foi definido que o recurso associado à desestatização da Eletrobras deve compor o orçamento anual da CDE, com registro de entrada e saída de mesmo valor uma vez que após aporte ele será imediatamente transferido em benefício das distribuidoras que atendem consumidores no ambiente de contratação regulada – ACR. Desta forma, tal detalhamento tem objetivo a publicização do tema, não afetando a definição das quotas anuais da CDE.

96. Especificamente para 2025 o valor do aporte da Eletrobras é zero em razão do processo de securitização em que os recebíveis da Eletrobras dos anos de 2025, 2026 e 2027 foram utilizados para a quitação antecipada dos saldos devedores dessas contas nos termos da Medida Provisória 1.212/2024. Na ausência desta medida, os recursos associados à CDE-Eletrobras para 2025 seriam da ordem de R$ 2,03 bilhões.

III.8 – SUBSÍDIO GERAÇÃO DISTRIBUÍDA – LEI Nº 14.300

97. Em 6 de janeiro de 2022, foi sancionada a Lei nº 14.300, que instituiu o Marco Legal da micro e minigeração distribuída – MMGD, trazendo importantes repercussões relacionadas à CDE, em especial para operacionalizar a transferência de recursos para compensar perdas de receitas tarifárias de distribuidoras com unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE que se enquadrem nas condições definidas na Lei.

98. A regulamentação do tema foi objeto de debate na Consulta Pública ANEEL nº 50/2022 (período de contribuição de 27/10 a 12/12/2022), e que resultou por meio da REN n. 1.060/2023 na aprovação dos regulamentos tarifários (novas versões dos Submódulos 5.2, 7.1, 7.2 e 7.3 do PRORET), com inclusão de nova rubrica de despesa na CDE a qual deve ter como fonte de recurso as tarifas dos consumidores cativos.

99. No primeiro rito orçamentário da CDE GD, no ano de 2023, antes mesmo da conclusão da CP 50/2022, o orçamento considerou estimativas baseada no cálculo do mercado do SCEE a partir dos dados de capacidade instalada declarada pelas distribuidoras junto a ANEEL (SisGD - painel PBI disponível no site da ANEEL). Esta referência foi adotada para a cobertura tarifária dos processos tarifários de 2023. Contudo, dois fatores provocaram um significativo desvio entre os valores previstos e o efetivamente realizados:

a) a dinâmica de evolução dos sistemas conectados ao longo do ano de 2023 serem predominantemente do tipo GD I, portanto não custeados pela CDE;

b) as distribuidoras atrasaram os ajustes de seus sistemas de faturamento para contemplar as inovações normativas trazidas pela Lei 14.300/2022 e pela REN 1.059/2023 e 1.060/2023.

100. Como resultado, neste primeiro momento o mercado informado pelas distribuidoras não se realizou na ordem de grandeza da cobertura tarifária concedida, o que resultou em valores de ajustes negativos em vários processos tarifários de 2024. O gráfico a seguir indica a evolução dos subsídios apurados mensalmente e como se relacionaram com a definição dos repasses e quotas da CDE, inclusive com as estimativas e repercussões para o exercício de 2025.

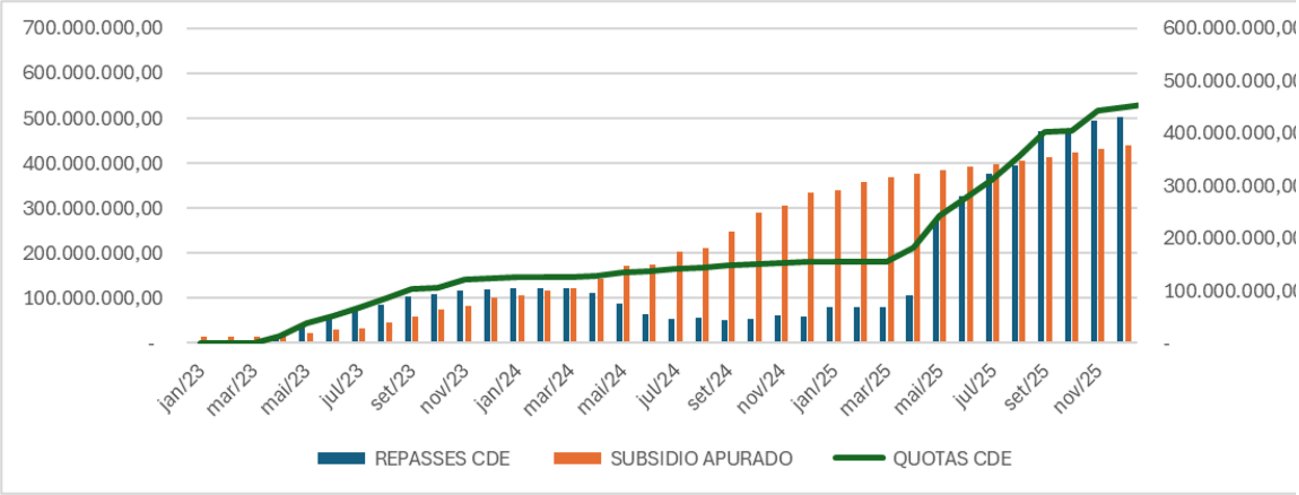


Gráfico 5 - Evolução – CDE-GD

101. A regra disposta no PRORET 5.2 prevê a consideração dos resultados dos últimos processos tarifários e a aplicação de taxas de crescimento da MMGD prevista pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, e da projeção do IPCA.

> "44. As previsões de gastos da CDE com o benefício tarifário do SCEE, item "h" do parágrafo 42, a ser considerado para aprovação do orçamento anual da CDE serão feitas pela ANEEL, a partir de informações dos benefícios tarifários concedidos nos processos tarifários, da projeção de crescimento da energia gerada divulgada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a projeção do IPCA e as regras de transição dispostas na Lei nº 14.300/2022. "

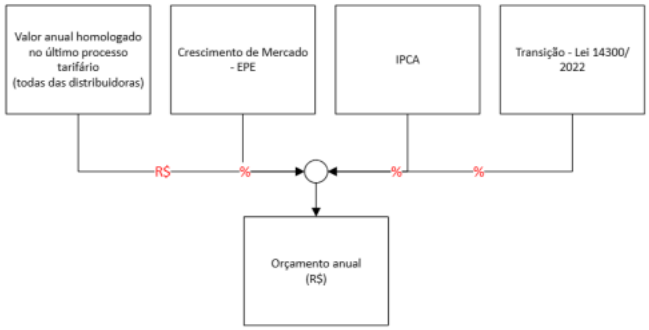


Figura 1 – Estimativa do custeio do SCEE – MMGD – Proret

102. Este procedimento se espelha ao considerado para previsão dos demais benefícios tarifários. Contudo, ao se traçar um diagnóstico dos valores apurados de previsão e ajuste dos subsídios nos últimos processos tarifários, associado ao ambiente de crescimento da MMGD, tal procedimento não se mostra adequado, sendo necessário ajustes, sem contudo, afastar totalmente o método e as referências de dados de entrada.

103. Para o presente orçamento o procedimento adotado pode ser resumido na figura a seguir.

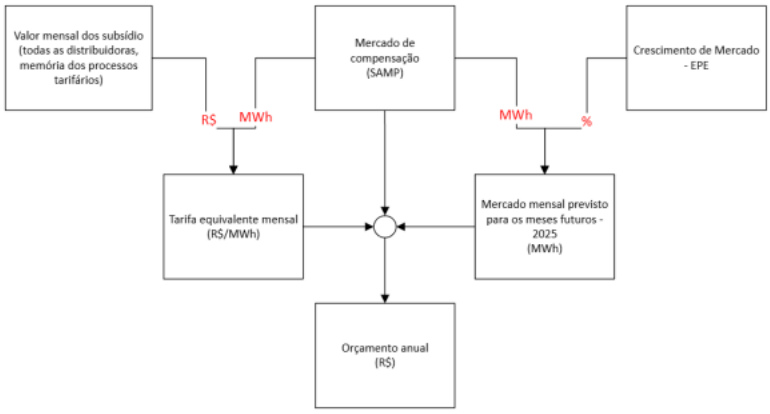


Figura 2 – Estimativa do custeio do SCEE - MMGD

104. Neste processo prima-se por considerar os dados já conhecidos associados aos últimos processos tarifários deliberados e dados de mercado já conhecidos e declarados no SAMP - Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica. Ainda, aplica-se as taxas percentuais de expansão da MMGD estimadas pela EPE sobre os últimos valores de mercado conhecido, o que permite ajustar as taxas de crescimento previstas à realidade de mercado de cada distribuidora. Os dados da EPE constam do relatório divulgado no seu site: Relatório Previsão de MMGD para 1ª revisão do PLAN 2025-2029.

105. Este procedimento se mostra mais adequado frente ao cenário de altas taxas de crescimento do mercado de compensação, que se reflete em um esforço hercúleo prever valores neste ambiente de incertezas. Para ilustrar, a metodologia de previsão de capacidade instalada de MMGD desenvolvido pela EPE que dá suporte para as previsões de carga para o planejamento setorial considera ao final do ano de 2025, 36 GW (https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/), valor que já foi superado pelos dados registrados na ANEEL, atualmente em 39 GW (SisGD - painel PBI).

106. Como anexo a esta Nota Técnica será encaminhada memória do cálculo realizado.

107. A previsão dos subsídios tarifários da CDE-GD a ser considerada nos processos tarifários de 2025, já incluídos alguns processos deliberados até a presente data, indicam o valor de R$ 6.167.324.874,08. Vale ressaltar que não se trata apenas da previsão de descontos praticados pelas distribuidoras, mas sim sua repercussão nos processos tarifários, o que envolve a estimativa de AJUSTE de valores não recebidos da CDE relativos ao período de referência de cada processo (cobertura insuficiente), além de valor de PREVISAO para os 12 meses que também tem por base os dados de mercado do período de referência além da expectativa de atualização das tarifas.

108. Considerando que a identificação dos repasses previstos, bem como das quotas a serem recolhidas, devem observar as datas dos processos tarifários de cada distribuidora, e sua manutenção por 12 meses, e, portanto, com efeitos que se estendem além no ano civil. Isso ocorre também em relação aos valores homologados em 2024, que tem efeitos até o processo de 2025. Desta modulação entre os desembolsos da CDE frente ao custeio desse benefício definido em cada processo tarifário, que são distribuídos ao longo do ano, identifica-se o valor de R$ 3.657.919.419,49 como previsão de repasses da CDE no ano civil de 2025.

III.9 – PROGRAMA LUZ PARA TODOS – ORÇAMENTO 2025

109. A proposta orçamentária apresentada pela CCEE, em outubro/2024, não incluiu valores associados a novas contratações do Programa Luz para Todos para 2025. Tal situação estava relacionada a ausência de divulgação/aprovação do orçamento do Programa pelo Ministério de Minas e Energia até a data de entrega do estudo para a ANEEL, o que ocorreu em 16/10/2024.

110. Embora conste prazo previsto no Decreto nº 9.022/2017 para publicação do Orçamento Anual do PLpT, até 15 de setembro de cada ano, apenas em 06/11/2024 o Ministério de Minas Energia – MME abriu Consulta Pública para definir o orçamento do Programa Luz para Todos em 2025, indicando então uma necessidade de R$ 3,95 bilhões de recursos a serem providos pela CDE. A proposta orçamentaria do PLpT foi detalhada por meio da Nota Técnica nº 33/2024/DUPS/SNEE. Este valor foi então considerado pela ANEEL na proposta de orçamento da CDE 2025 debatida na Consulta Pública nº 38/2024.

111. Em 30 de abril de 2025 foi publicada a Portaria MME nº 834 em que se aprovou a proposta de orçamento do Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da energia Elétrica – Luz para Todos para 2025 com valor total de R$ 3.914.202.310,36, o que representa um incremento de 57% em relação ao orçamento de 2024 desta rubrica na CDE.

III.10 – RESULTADOS DE FISCALIZAÇÃO DA CCC / P&D / RGR

112. Outro ponto a ser destacado são os resultados das fiscalizações da ANEEL com potencial impacto no orçamento da CDE/CCC/RGR no exercício de 2025. Destacam-se os seguintes processos:

a) Fiscalizações de P&D e PEE: Reembolso à CDE no montante de R$ 77,9 milhões (na posição de abril/2025), a ser devolvido em 2025, em parcela única. Processos: 48500.002396/2023-10; 48500.003954/00 e 48500.001454/2023-98.

b) Fiscalizações de CCC: Aplicação das condições estabelecidas no Leilão nº 2/2016 quanto à incidência do Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – ICMS na geração de energia elétrica no interior do estado do Amazonas, no âmbito dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica e Potência nos Sistemas Isolados – CCESI. Devolução à CCC no montante estimado mensal de R$ 14 milhões, a partir da deliberação da Diretoria da ANEEL. Processos: 48500.003303/2024-55, 48500.003304/2024-08, 48500.003305/2024-44, 48500.003306/2024-99

113. É importante mencionar também os processos de fiscalização finalizados que impactam o ressarcimento à CDE/CCC/RGR, mas que, devido a decisões judiciais, estão suspensos de recolhimento às contas. E nesse caso destacamos o processo de fiscalização 48500.904295/2022, que tratou da fiscalização da gestão dos financiamentos com recursos da RGR.

114. O referido processo fiscalizatório resultou em uma determinação de ressarcimento à RGR no montante de R$ 558,4 milhões (posição de agosto/2023), em parcelas mensais até 31 de dezembro de 2026, conforme Despacho 5.057/2023. No entanto, em razão de decisão judicial, a cobrança, que tem como estimativa um ressarcimento mensal à RGR de aproximadamente R$ 18 milhões/mês, está suspensa desde janeiro de 2025.

115. De forma geral, tal como adotado em anos anteriores, os resultados de fiscalização que concluírem por incremento de receita para essas contas setoriais poderão ser observados ainda no âmbito da execução financeira do Orçamento de 2025, podendo ou não resultar em revisão extraordinário do orçamento anual, a depender da materialidade dos valores envolvidos. Por outro lado, aqueles que resultem em débito da CCC ou da CDE, em favor de agentes, serão encaminhados no âmbito da proposta orçamentária do exercício de 2026 em diante, em razão da não previsibilidade orçamentária e da necessidade de assegurar o equilíbrio econômico e financeiro das contas setoriais.

116. Reforça-se que, para tanto, são considerados na proposta orçamentária e na execução orçamentária da CDE, apenas os efeitos dos processos encerrados da fiscalização da ANEEL, após devida instrução processual que garanta o contraditório e ampla defesa às partes interessadas, e que em alguns casos dependerá de deliberação pela Diretoria Colegiada da ANEEL.

III.11 – IMPACTOS DA MP 1.232/2024

117. Conforme destacado pela CCEE, os desdobramentos da MP 1.232/2024 resultam nos elementos de grande impacto nas despesas da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC para 2025.

118. Este dispositivo legal buscou endereçar questões de sustentabilidade econômica e financeira relacionada a concessão do serviço de distribuição de energia elétrica no Estado do Amazonas, incluindo também medidas de mitigação dos impactos tarifários nas tarifas locais, utilizando para tanto o mecanismo de repasse de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC que é custeada com recursos da CDE.

119. Em resumo foram três instrumentos definidos na MP 1.232/2024 que repercutem da CCC/CDE:

a) Conversão de contratos de compra e venda de energia elétrica em Contratos de Energia de Reserva – CER – Processo 48500.002095/2024-77;

b) Transferência do controle societário com flexibilização de parâmetros regulatórios de eficiência – Processo 48500.000417/2019-86;

c) Flexibilização temporária de parâmetros de eficiência (120 dias) – Processo 48500.002098/2024-19.

120. Conforme comandos do Despacho ANEEL nº 2.494, de 27 de agosto de 2024, a flexibilização temporária (item c) teve sua repercussão plena na execução financeira da CDE 2024, com repasses da ordem de R$ 360 milhões, estes associados a custos operacionais flexibilizados e afastamento da aplicação do fator de corte de perdas regulatórias.

121. Por outro lado, as repercussões relacionadas a conversão dos contratos e a transferência do controle societário, por se tratar de regulamentações com maior complexidade e impactadas por decisões judiciais liminares, não foram observadas de forma relevante em 2024, deslocando-se para o exercício de 2025 inclusive com efeitos retroativos esperados.

122. Quanto à conversão dos contratos, aprovada em caráter sub judice por meio do Despacho ANEEL nº 3.025, de 7 de outubro de 2024, os efeitos esperados são de redução dos custos financeiros de sobrecontratação da Amazonas Energia (orçamento CDE 2024 de R$ 1,08 bi), deslocando o custo de aquisição de energia para o Encargo de Energia de Reserva, mas mantendo-se estáveis os repasses associados aos custos com combustíveis e respetivo transporte para a CCC. Os efeitos são retroativos a data de edição da MP 1.232/2024 e serão objeto de recontabilização a ser realizada pela CCEE com repercussões sobre o orçamento da CDE em 2025. Na proposta orçamentaria consolidada pela CCEE foi considerado o cenário de conversão dos contratos, buscando-se contemplar a repercussão dos custos conforme Despacho ANEEL nº 3.025/2024.

123. Mais importante, no que se refere a flexibilização de parâmetros regulatórios de eficiência relacionados a flexibilização de custos operacionais, perdas regulatórias, receitas irrecuperáveis e alteração do fator X – Pd, estes constam do 2º Termo Aditivo ao contrato de concessão firmado, sub judice, em outubro/2024, mas que em razão de cláusula de eficácia, sua repercussão financeira resta sobrestada até a apresentação dos documentos comprobatórios de formalização da operação de transferência do controle societário da Amazonas Energia. Na proposta de abertura da Consulta Pública não foram contemplados valores estas despesas.

124. No entanto, cabe mencionar que, com base em decisões judiciais concedidas no âmbito do processo nº 1029198-63.2024.4.01.3200/SJAM, a ANEEL vem autorizando, em caráter sub judice, o repasse à Amazonas Energia pela CCEE para cobertura das flexibilizações constantes na minuta de aditivo contratual.

125. Para tais repasses foram publicados os Despachos nºs 263 e 1.372/2025, com efeitos no orçamento de 2025 a partir da competência de novembro/2024. Considerando que o presente orçamento pode ser afetado pelos repasses das competências de novembro/2024 a outubro/2025, optou-se por uma abordagem conservadora na estimativa do dispêndio, visto que a Distribuidora tende a manter os pleitos judiciais para o recebimento dos recursos e entende-se necessário assegurar a disponibilidade financeira para o fundo setorial com vista ao cumprimento das demais políticas públicas suportadas.

126. Assim, para o Orçamento de 2025 estima-se um gasto de R$ 1,67 bilhão, das flexibilizações de parâmetros regulatórios referentes às competências de novembro/2024 a outubro/2025.

III.12 – QUOTAS CDE – RATEIO E RECOLHIMENTO

127. Tendo em vista os comandos legais relacionados a CDE, a partir de 2023 faz-se necessária a definição de duas quotas anuais, a CDE-Uso e a CDE-GD, que diferem na repercussão final aos consumidores.

128. A CDE-Uso deve ser paga por todos os agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica (TUSD e TUST). Já a CDE-GD, se aplica às distribuidoras e o repasse tarifário ocorrerá mediante encargo tarifário a ser incluído nas tarifas de energia (TE), portanto, com repercussão restrita aos consumidores cativos.

129. Quanto ao critério de rateio das referidas quotas anuais da CDE entre os consumidores de energia elétrica, além da isenção da subclasse residencial baixa renda, em vigor desde 1º de janeiro de 2017, deve-se observar trajetória para a retirada da diferenciação regional e introdução da diferenciação entre os níveis de tensão, conforme definido pelos parágrafos 3º a 3º-G, art. 13, da Lei nº 10.438/2002.

130. A tabela abaixo mostra as duas trajetórias das tarifas de referência da CDE no período de 2017 a 2030: a que estabelece a relação entre as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste; e a que define a relação entre os níveis de atendimento Alta Tensão - AT, Média Tensão - MT e Baixa Tensão - BT.

Tabela 7 - Trajetória das tarifas de referência da CDE

Ano	Trajetória Tarifas de Referência da CDE			
	(S/SE/CO) /	AT / BT	MT / BT	BT
2016	4,53	1,00	1,00	1,00
2017	4,07	0,92	0,97	1,00
2018	3,65	0,85	0,94	1,00
2019	3,28	0,79	0,92	1,00
2020	2,94	0,73	0,89	1,00
2021	2,64	0,67	0,87	1,00
2022	2,37	0,62	0,84	1,00
2023	2,13	0,57	0,82	1,00
2024	1,91	0,53	0,80	1,00
2025	**1,72**	**0,49**	**0,77**	**1,00**
2026	1,54	0,45	0,75	1,00
2027	1,38	0,42	0,73	1,00
2028	1,24	0,39	0,71	1,00
2029	1,11	0,36	0,69	1,00
2030	1,00	0,33	0,67	1,00

131. Dado o exposto, para o rateio das quotas anuais da CDE, temos uma diferença metodológica associada ao mercado de rateio, na CDE-Uso contemplando cativos e livres e na CDE-GD apenas os cativos.

132. Quanto aos custos totais a serem suportados por cada uma das quotas em 2025, temos a CDE-GD sendo responsável pelo subsídio da geração distribuída, no valor de R$ 2,97 bilhões, e a CDE-Uso, que corresponde à diferença entre o total das necessidades de recursos do fundo e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de receita, no valor de R$ 40,26 bilhões.

133. O mercado considerado para a definição das quotas CDE de 2025 refere-se ao período de setembro/2023 a agosto/2024. As informações de mercado dos consumidores cativos e livre do sistema de distribuição (mercado faturado, exceto a subclasse residencial baixa renda e o consumidor livre autoprodutor), são obtidas no banco de dados da ANEEL (SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica). Para o mercado de transmissão, considera-se as informações do ONS, constantes dos AVDs do mesmo período.

134. Ressalta-se que com a revogação do art. 5º do Dec. nº 7.891/2013 pelo Decreto 9.022/2017, todas as distribuidoras devem recolher as quotas CDE, mesmo aquelas que integram os sistemas isolados.

Rateio CDE-Uso

135. As quotas CDE-USO, R$ 40,26 bilhões, foram convertidas em duodécimos para as concessionárias de distribuição e devem ser pagas a partir de 10 de janeiro de 2025. Com a aprovação do Submódulo 5.2 do Proret, a data de pagamento das quotas CDE-USO das concessionárias de distribuição foi alterada do dia 10 do mês subsequente para o dia 10 do próprio mês de competência. Os valores das quotas

anuais por distribuidora constam do Anexo desta Nota Técnica. Excepcionalmente, tendo em vista a definição de quotas mensais provisórias conforme Resolução Homologatória nº 3.433/2024, faz-se necessário ajustar as quotas mensais remanescentes para o ano de 2025, sendo indicado no anexo os valores a serem aplicados a partir de junho/2025.

136. Considerando a sistemática de recolhimento da CDE-Uso, com todas as concessionárias de distribuição efetuando o pagamento dos duodécimos de forma simultânea e dentro do ano civil, entre janeiro e dezembro, o valor anual a ser rateado corresponde necessariamente ao somatório das quotas mensais a serem aprovadas, sendo tais quotas utilizadas como cobertura nos processos tarifários.

Tabela 8 - Rateio das Quotas Anuais da CDE-USO em 2025

Agente	Região	Nível de Tensão	MERCADO TUSD (MWh)	Custo Unitário (R$/MWh)	Quota Anual CDE USO	Part. %
			SET/23 A AGO/24	2025	2025	
Distribuidoras	N/NE	AT	11.723.931	33,11	R$ 388.163.945,37	0,96%
		MT	28.669.379	52,03	R$ 1.491.608.571,74	3,70%
		BT	55.681.726	67,57	R$ 3.762.344.351,21	9,34%
	S/SE/CO	AT	58.302.485	56,95	R$ 3.320.148.024,79	8,25%
		MT	110.419.072	89,49	R$ 9.881.186.989,04	24,54%
		BT	166.744.113	116,22	R$ 19.378.707.558,06	48,13%
Transmissoras	N/NE	AT	20.197.932	33,11	R$ 668.726.977,40	1,66%
		MT	0	52,03	R$ 0,00	0,00%
		BT	0	67,57	R$ 0,00	0,00%
	S/SE/CO	AT	15.516.488	56,95	R$ 883.616.477,39	2,19%
		MT	0	89,49	R$ 0,00	0,00%
		BT	0	116,22	R$ 0,00	0,00%
Permissionárias	N/NE	AT	0	33,11	R$ 0,00	0,00%
		MT	273	52,03	R$ 14.225,89	0,00%
		BT	8.809	67,57	R$ 595.197,33	0,00%
	S/SE/CO	AT	42.188	56,95	R$ 2.402.501,70	0,01%
		MT	2.078.627	89,49	R$ 186.012.307,19	0,46%
		BT	2.561.018	116,22	R$ 297.636.960,60	0,74%
			471.946.042	**85,31**	**R$ 40.261.164.087,69**	100,00%

Rateio CDE-GD

137. Para fins de orçamento, a previsão de arrecadação de quotas em 2025, de R$ 2,97 bilhões, corresponde à previsão de despesas da CDE-GD no exercício, R$ 3,6 bilhões, deduzido do saldo da CDE-GD, apurado com valor de R$ 690 milhões. Esta previsão de despesas é composta em parte por valores de repasses de descontos tarifários homologados em 2024 e parte por aqueles que estão estimados em avaliação no presente processo.

138. As quotas da CDE-GD são concatenadas aos respectivos processos tarifários das distribuidoras, de forma que o recolhimento não ocorre de forma simultânea entre os agentes.

139. Neste contexto, em 2024, considerando o calendário de processos tarifários, foram definidas quotas anuais da CDE-GD em R$ 1,857 bilhões, observado o recolhimento em 12 parcelas a partir de cada processo tarifário. Estas quotas, que avançam sobre o exercício de 2025, asseguram uma arrecadação neste ano de R$ 997,2 milhões.

140. Para 2025, as quotas anuais da CDE-GD passam ao valor R$ 5,48 bilhões de forma assegurar os recursos adicionais ao pagamento integral das despesas previstas em 2025, mas já implicando em arrecadação certa para parte do ano de 2026 e que refletem o significativo incremento dos repasses previstos a partir dos processos tarifários de 2025 como apresentado anteriormente.

Tabela 9 - Rateio das Quotas Anuais da CDE-GD em 2025

Agente	Região	Nível de Tensão	MERCADO TE (MWh)	Custo Unitário (R$/MWh)	Quota Anual CDE TE		Part. %
			SET/23 A AGO/24	2025	2025		
Distribuidoras	N/NE	AT	936.232	6,56	R$	6.141.100,73	0,11%
		MT	14.824.541	10,31	R$	152.805.418,21	2,79%
		BT	55.681.726	13,39	R$	745.382.981,77	13,61%
	S/SE/CO	AT	1.698.256	11,28	R$	19.159.957,25	0,35%
		MT	36.736.470	17,73	R$	651.303.457,25	11,89%
		BT	166.002.865	23,02	R$	3.822.177.164,08	69,78%
Transmissoras	N/NE	AT		6,56			
		MT		10,31			
		BT		13,39			
	S/SE/CO	AT		11,28			
		MT		17,73			
		BT		23,02			
Permissionárias	N/NE	AT	0	6,56	R$	0,00	0,00%
		MT	273	10,31	R$	2.818,39	0,00%
		BT	8.809	13,39	R$	117.918,49	0,00%
	S/SE/CO	AT	12.333	11,28	R$	139.140,60	0,00%
		MT	1.214.879	17,73	R$	21.538.678,04	0,39%
		BT	2.561.018	23,02	R$	58.966.831,44	1,08%
			279.677.401	**19,59**	**R$**	**5.477.735.466,24**	100,00%

Quotas CDE – Permissionárias e Transmissoras

141. Quanto às permissionárias de distribuição e às concessionárias de transmissão, suas quotas nesse rateio consistem apenas em previsões, uma vez que a contribuição efetiva é fixada observando os procedimentos específicos definidos no Submódulo 5.2 do PRORET.

142. Para as permissionárias as quotas anuais efetivas são definidas nos processos de reajuste ou revisão tarifária, tendo por referência o custo unitário da CDE USO e da CDE-GD, aplicados ao respectivo mercado de referência. Desta forma, as quotas anuais já são concatenadas e tal procedimento decorre da ausência de mecanismo de compensação financeira pela diferença entre o custo realizado e a cobertura tarifária da permissionária, a exemplo da CVA aplicada às concessionárias de distribuição.

143. As tabelas abaixo apresentam os custos unitários resultantes do rateio de quotas e que considera as diferenças por nível de tensão e região geográfica.

Tabela 10 - Custos Unitários da CDE em 2025

Região	Nível de Tensão	Custo Unitário (R$/MWh)	
		CDE-USO	CDE-GD
N/NE	AT	**33,11**	**6,56**
	MT	**52,03**	**10,31**
	BT	**67,57**	**13,39**
S/SE/CO	AT	**56,95**	**11,28**
	MT	**89,49**	**17,73**
	BT	**116,22**	**23,02**

144. Para as concessionárias de transmissão são fixadas quotas mensais por meio de Despacho da STR, resultantes do faturamento do encargo tarifário junto aos consumidores da Rede Básica, considerando a aplicação da TUST-CDE vigente ao mercado realizado. Essa tarifa também é definida a partir do custo unitário da CDE-USO identificado no cálculo da quota anual do ano corrente, conforme tabela acima, para o respectivo subsistema e nível de tensão, com vigência de janeiro a dezembro de 2025, devendo ainda incidir as alíquotas de PIS/COFINS das respectivas transmissoras, conforme tabela abaixo.

Tabela 11 - TUST CDE 2025

Subsistema	TUST CDE 2025 (R$/MWh)*		
	Sem tributos**	Regime de Tributação Pis/Pasep/Cofins	
		Cumulativo	Não Cumulativo
N/NE	33,11	34,36	36,48
S/SE/CO	56,95	59,10	62,75

* Valores com tributos Pis/Pasep/Cofins: Cumulativo (3,65%), Não cumulativo (9,25%).

Variações de Custo e Impacto Tarifário

145. Em função do critério de rateio da quota CDE, o impacto tarifário do aumento de seu valor em 2025 é diferenciado por região e por nível de tensão. Para a CDE-Uso que sinaliza um aumento das quotas de 30% em relação ao valor de 2024, temos um aumento da componente tarifária da ordem de 15,6% a ser percebido pelos consumidores das regiões S/SE/CO conectados em AT e, de outro lado, um aumento de 38,8% na componente tarifária para os consumidores das regiões N/NE conectados na BT.

Tabela 12 – Variação do Custo Unitário da CDE-Uso em 2025

Região	Nível de Tensão	Custo Unitário (R$/MWh) - CDE USO			
		2024	2025	Δ	
N/NE	AT	25,80	**33,11**	7,31	28,3%
	MT	38,95	**52,03**	13,08	33,6%
	BT	48,68	**67,57**	18,89	38,8%
S/SE/CO	AT	49,28	**56,95**	7,67	15,6%
	MT	74,39	**89,49**	15,10	20,3%
	BT	92,98	**116,22**	23,24	25,0%

146. Na CDE-GD, o aumento das quotas concatenadas é de 195% em relação ao ciclo anterior, com variações esperadas nas componentes tarifárias nos processos de 2025 conforme tabela abaixo.

Tabela 13 – Variação do Custo Unitário da CDE-GD em 2025

Região	Nível de Tensão	Custo Unitário (R$/MWh) - CDE - GD			
		2024	2025	Δ	
N/NE	AT	2,27	**6,56**	4,29	189,3%
	MT	3,42	**10,31**	6,88	201,1%
	BT	4,28	**13,39**	9,11	212,9%
S/SE/CO	AT	4,33	**11,28**	6,95	160,5%
	MT	6,54	**17,73**	11,19	171,2%
	BT	8,17	**23,02**	14,85	181,7%

147. A tabela a seguir apresenta estimativas para os impactos tarifários médios das quotas CDE de 2025 para os consumidores com conexão em baixa tensão.

Tabela 14 - Impacto tarifário médio da QUOTA CDE 2025 por região
Baixa Tensão

Impacto Tarifário CDE - Baixa Tensão		
	N/NE	S/SE/CO
CDE-Uso	2,43%	3,23%
CDE-GD	1,17%	2,07%
CDE (Cativos)	3,60%	5,30%

Efeitos Retroativos – Distribuidoras e Transmissoras

148. Considerando o atraso observado na homologação das quotas CDE 2025 faz-se necessário esclarecer e definir orientações para assegurar a repercussão de forma isonômica sobre os agentes responsáveis pelo recolhimento das quotas CDE e sua repercussão nas tarifas dos consumidores finais.

149. Para as concessionárias de distribuição as quotas da CDE-USO têm recolhimento a partir de 10 de janeiro, independente da data do processo tarifário, e as diferenças observadas entre a cobertura tarifária e pagamentos são apuradas e repassadas as tarifas por meio da

CVA. Desta forma, a adequação no recolhimento das quotas da CDE-Uso se restringe a ajustar as quotas mensais remanescentes de 2025 de forma a assegurar o recolhimento da quota anual a ser fixada. Assim, as quotas mensais a serem aplicadas a partir de junho/2025 correspondem ao valor não recolhido da quota anual dividido pelas parcelas mensais remanescentes (7x).

150. Quanto à CDE-GD das concessionárias distribuidoras, optou-se por buscar a concatenação de cobertura e despesas, no entanto, como a deliberação dos valores definitivos está ocorrendo em data posterior a deliberação de alguns processos tarifários de 2025, e considerando que existe a necessidade de recolhimento das quotas previstas para o exercício, entende-se que a diferença observada nos pagamentos já realizados com quotas provisórias em 2025 deve ser objeto de cobrança retroativa pela CCEE, conforme data original prevista para a alteração tarifária contratual de cada distribuidora. Ainda considerando as grandezas envolvidas e a avaliação do fluxo financeiro do exercício, entende-se possível o parcelamento deste recolhimento de diferenças dentro de exercício de 2025.

151. Com relação aos efeitos da TUST-CDE 2025, considerando que a apuração provisória dos AVDs de fevereiro a abril/2025 com a utilização da TUST-CDE 2024, faz-se necessário orientar o ONS que proceda a apuração e cobrança das diferenças em relação a componente tarifária definitiva. Ainda, em atenção à previsão da execução financeira da CDE e sensíveis aos impactos sobre os consumidores finais na rede básica, recomenda-se também permitir o parcelamento do recolhimento das diferenças retroativas até o final do exercício de 2025, ou seja, até a apuração dos AVDs de outubro/2025.

152. Por fim, em relação às permissionárias de distribuição com processo deliberado em abril/2025, quanto às diferenças decorrentes da aplicação dos custos unitários da CDE-Uso e da CDE-GD e seu reflexo nas quotas de sua responsabilidade, face ao baixo impacto na execução financeira da CDE e, por outro lado, o relevante impacto no equilíbrio econômico-financeiro de seus contratos e a ausência de previsão da apuração de diferenças por meio de CVA, recomenda-se operacionalizar a cobrança mediante acréscimo das diferenças de custo unitário de 2025 na definição de suas quotas anuais do processo tarifário de 2026.

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

153. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos: MPv 998/2020; Leis 10.438/2002, 12.111/2009, 12.212/2010, 12.783/2013, 12.839/2013, 13.299/2016, 13.360/2016, 14.120/2021, 14.146/2021, 14.182/2021, 14.203/2021, 14.299/2022, 14.300/2022; Decretos 4.541/2002, 7.246/2010, 7.583/2011, 7.891/2013, 9.022/2017, 9.642/2018; Resoluções Normativas 472/2012, 800/2017, 801/2017; e Submódulos 5.1 e 5.2 do PRORET.

V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

154. Tendo em vista o marco legal e regulatório da CDE, a consolidação do orçamento anual pela CCEE, as análises constantes desta Nota Técnica, bem como as contribuições recebidas Consulta Pública nº 38/2024, conclui-se pela aprovação do orçamento anual da CDE de 2025 no valor de R$ 48,1 bilhões e quotas anuais da CDE-USO e CDE-GD de R$ 40,26 bilhões e R$ 5,48 bilhões, respectivamente. Ainda, entende-se necessário a inclusão de comandos normativos específicos para o tratamento das situações excepcionais decorrentes da aplicação de valores provisórios de quotas e componentes tarifárias até a data de homologação definitiva das quotas anuais da CDE/2025.

155. Pelo exposto e do que consta do Processo nº 48500.903020/2024-11, recomenda-se a submissão da presente instrução para deliberação da Diretoria da ANEEL com vistas a publicação de Resolução Homologatória incluindo os seguintes termos:

(i) Aprovar o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) de 2025, no valor total de **R$ 48,1 bilhões**, que contempla:

a) os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários (CAFT) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) com a gestão de fundos setoriais, no valor de **R$ 10,01 milhões**;

b) a Quota Anual CDE USO, a ser paga pelos agentes de transmissão e distribuição de energia, no valor de **R$ 40,26 bilhões**;

c) a Quota Anual da CDE – GD, a ser paga pelos agentes de distribuição com atendimento a consumidores do ambiente regulado, no valor total de **R$ 5,48 bilhõe**s; e

d) as previsões para os demais usos e fundos da CDE definidos no art. 13 da Lei nº 10.438/2002.

(ii) Definir os custos unitários da CDE USO e CDE GD de 2025, por região geográfica e nível de atendimento, aplicáveis às unidades consumidoras conectadas às instalações de transmissão e distribuição de energia, conforme minuta de Resolução Homologatória em Anexo;

(iii) Fixar as quotas anuais e mensais da CDE USO de 2025, para as competências de junho a dezembro, das concessionárias de distribuição de energia, conforme minuta de Resolução Homologatória em Anexo, devendo ser pagas até o dia 10 do mês de competência;

(iv) Fixar as quotas anuais da CDE GD de 2025, das concessionárias de distribuição de energia, conforme minuta de Resolução Homologatória em Anexo, a serem consideradas como cobertura tarifária nos processos tarifários de 2025;

(v) Determinar à CCEE que proceda a cobrança retroativa dos valores associados à CDE-GD das concessionárias de distribuição, permitindo o parcelamento das diferenças no exercício de 2025;

(vi) Determinar ao ONS que reprocesse as apurações mensais dos encargos setoriais para os meses de consumo de 2025 e oriente a cobrança das diferenças apuradas até o AVD de outubro/2025;

(vii) Determinar à STR que inclua nos processos tarifários das concessionárias de distribuição de 2026, componente financeiro para fins de compensação da insuficiência de cobertura tarifária da CDE-GD, observada nos processos tarifários deliberados até maio/2025;

(viii) Determinar à STR que inclua nos processos tarifários das permissionárias de distribuição de abril/2026, ajuste na definição das quotas anuais da CDE-Uso e CDE-GD referente a majoração dos custos unitários da CDE 2025.

(Assinado digitalmente)
ANDRÉ LUCIO NEVES
Coordenador Adjunto de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais (STR)

(Assinado digitalmente)
ANDRÉ VALTER FEIL
Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais (STR)

(Assinado digitalmente)
ALEXANDRE CASTRO CALDAS
Gerente de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF)

(Assinado digitalmente)
BRUNO MOREIRA DE CARVALHO
Especialista em Regulação (SFF)

(Assinado digitalmente)
PAULO CESAR MONTENEGRO DE AVILA E SILVA
Especialista em Regulação (SGM)

MARIANA SAMPAIO GONTIJO VAZ
Gerente de Regulação dos Serviços de Geração de Energia Elétrica (SGM)

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Gestão Tarifária (STR)

De acordo:

(assinado digitalmente)
LEANDRO CAIXETA MOREIRA
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

(assinado digitalmente)
ALESSANDRO D´AFONSECA CANTARINO
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica

(assinado digitalmente)
MARIA LUIZA FERREIRA CALDWELL
Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado

ANEXO I – QUOTAS CDE - 2025

Concessionária de Distribuição	Quota Anual 2025		Quotas Mensais - CDE 2025		
	CDE-USO (R$)	CDE-GD *(R$)	CDE-USO (R$) Jan/25 - Mai/25	CDE-USO (R$) Jun/25 -Dez/25	CDE-GD *(R$)
AMAZONAS ENERGIA	390.225.756,25	56.088.686,91	29.480.860,21	34.688.779,31	4.674.057,24
RORAIMA ENERGIA	77.405.535,58	15.335.323,81	5.847.850,22	6.880.897,78	1.277.943,65
CEA EQUATORIAL	59.323.609,24	10.954.820,77	4.481.792,92	5.273.520,66	912.901,73
CELPA	522.714.685,37	83.766.261,31	39.490.162,61	46.466.267,47	6.980.521,78
CERON	226.545.052,34	40.506.930,45	17.115.074,83	20.138.525,46	3.375.577,54
ENERGISA AC	70.789.166,90	13.065.888,99	5.347.995,36	6.292.741,44	1.088.824,08
ENERGISA TO	165.136.007,91	27.466.279,94	12.475.731,00	14.679.621,84	2.288.856,66
EQUATORIAL ALAGOAS	210.938.328,60	33.246.784,56	15.936.014,68	18.751.179,32	2.770.565,38
NEOENERGIA PERNAMBUCO	728.641.422,25	108.844.552,67	55.047.560,47	64.771.945,70	9.070.379,39
EQUATORIAL MARANHÃO	391.127.302,18	68.341.658,57	29.548.970,40	34.768.921,46	5.695.138,21
EQUATORIAL PIAUÍ	203.808.049,20	35.947.613,56	15.397.334,78	18.117.339,33	2.995.634,46
COELBA	1.160.817.824,08	181.309.358,22	87.697.717,16	103.189.891,18	15.109.113,19
ENEL CE	646.295.286,95	102.344.787,65	48.826.456,75	57.451.857,60	8.528.732,30

COSERN	315.019.993,45	49.193.459,76	23.799.198,90	28.003.428,42	4.099.454,98
ENERGISA PB	288.603.815,01	48.477.574,29	21.803.503,72	25.655.185,20	4.039.797,86
ENERGISA SE	164.296.295,74	26.245.130,70	12.412.292,24	14.604.976,36	2.187.094,22
SULGIPE	20.428.737,25	3.194.388,55	1.543.354,68	1.815.994,84	266.199,05
NEOENERGIA BRASÍLIA	681.599.702,92	115.498.788,09	51.493.642,43	60.590.212,96	9.624.899,01
EQUATORIAL GOIÁS	1.548.018.285,69	241.696.351,86	116.950.021,76	137.609.739,56	20.141.362,65
ENERGISA MT	1.027.151.876,05	160.351.911,49	77.599.493,08	91.307.772,95	13.362.659,29
CHESP	15.053.838,32	2.828.045,72	1.137.290,65	1.338.197,87	235.670,48
ENERGISA MS	564.618.219,91	85.999.721,88	42.655.899,94	50.191.245,74	7.166.643,49
ENEL RJ	953.103.830,55	150.640.488,32	72.005.295,25	84.725.336,33	12.553.374,03
EDP SP	1.306.793.818,10	155.437.147,30	98.725.943,27	116.166.300,25	12.953.095,61
ENERGISA SS	466.024.050,65	67.315.980,86	35.207.286,22	41.426.802,79	5.609.665,07
CEMIG-D	3.791.565.748,15	490.264.143,48	286.446.032,86	337.047.940,55	40.855.345,29
CPFL SANTA CRUZ	307.393.035,24	42.878.087,23	23.222.995,81	27.325.436,60	3.573.173,94
CPFL PIRATININGA	1.391.765.243,00	164.171.405,49	105.145.382,94	123.719.761,19	13.680.950,46
CPFL PAULISTA	3.152.121.618,18	428.292.014,34	238.137.168,81	280.205.110,59	35.691.001,20
DMED	52.945.802,08	5.750.637,85	3.999.960,96	4.706.571,04	479.219,82
ELEKTRO	1.710.396.235,15	219.430.188,04	129.217.386,36	152.044.186,19	18.285.849,00
ENEL SP	4.133.660.073,96	600.181.884,94	312.290.649,31	367.458.118,20	50.015.157,08
ELFSM	69.280.212,08	11.693.974,78	5.233.996,51	6.158.604,22	974.497,90
ENERGISA MG	185.897.549,25	28.474.337,69	14.044.228,44	16.525.201,01	2.372.861,47
EDP ES	882.014.940,00	127.257.873,36	66.634.656,31	78.405.951,21	10.604.822,78
LIGHT	2.091.587.535,82	287.255.339,30	158.015.709,56	185.929.855,43	23.937.944,94
RGE	1.710.156.102,57	231.354.076,14	129.199.244,77	152.022.839,82	19.279.506,34
CEEE	796.003.656,14	127.020.482,62	60.136.657,15	70.760.052,92	10.585.040,22
CELESC	2.550.304.911,86	333.340.531,08	192.670.989,54	226.707.137,74	27.778.377,59
COCEL	35.381.589,61	4.365.843,95	2.673.016,02	3.145.215,64	363.820,33
COOPERALIANÇA	27.439.232,27	3.881.869,77	2.072.985,08	2.439.186,70	323.489,15
COPEL	3.011.117.375,34	391.615.259,84	227.484.549,64	267.670.661,02	32.634.604,99
DEMEI	16.059.695,18	2.993.920,87	1.213.281,34	1.427.612,64	249.493,41
EFLJC	2.492.182,16	330.949,16	188.279,92	221.540,37	27.579,10
EFLUL	9.312.987,39	644.133,44	703.579,59	827.869,92	53.677,79
ELETROCAR	20.532.302,98	3.021.373,84	1.551.178,89	1.825.201,22	251.781,15
FORCEL	7.862.416,37	633.950,69	593.991,54	698.922,67	52.829,22
HIDROPAN	13.464.778,26	1.700.797,92	1.017.239,99	1.196.939,76	141.733,16
DCELT	32.876.019,50	3.996.689,34	2.483.724,66	2.922.485,17	333.057,44
MUX ENERGIA	7.845.634,00	914.805,41	592.723,66	697.430,81	76.233,78
NOVA PALMA	8.202.073,13	1.407.572,50	619.652,00	729.116,16	117.297,71
TOTAL - CONCESSIONARIAS	**38.222.159.440,20**	**5.396.970.079,29**	**2.887.616.005,19**	**3.397.725.630,61**	**449.747.506,61**

Transmissoras - PREVISAO	1.552.343.454,78	-	117.276.780,57	137.994.221,70	-
Permissionárias - PREVISAO	486.661.192,71	80.765.386,95	36.766.385,51	43.261.323,59	6.730.448,91
TOTAL	**40.261.164.087,69**	**5.477.735.466,24**	**3.041.659.171,27**	**3.578.981.175,90**	**456.477.955,52**

* quotas concatenadas com pagamento a partir do mês subsequente ao processo tarifário

Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu**, **Gerente de Gestão Tarifária**, em 15/05/2025, às 10:01, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Alexandre Castro Caldas**, **Gerente de Fiscalização Econômica e Financeira**, em 15/05/2025, às 10:17, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Bruno Moreira De Carvalho**, **Coordenador(a) de Fiscalização dos Encargos Setoriais e dos Procedimentos de Comercialização**, em 15/05/2025, às 10:34, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira**, **Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 15/05/2025, às 10:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Maria Luiza Ferreira Caldwell**, **Superintendente de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado**, em 15/05/2025, às 11:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Andre Lucio Neves**, **Coordenador(a) Adjunto(a) de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais**, em 15/05/2025, às 13:53, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Paulo César Montenegro De Ávila E Silva**, **Especialista em Regulação**, em 15/05/2025, às 15:05, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **André Valter Feil**, **Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais**, em 15/05/2025, às 16:00, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Alessandro D´Afonseca Cantarino**, **Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica**, em 15/05/2025, às 16:32, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0111747** e o código CRC **706B9FD1**.