

Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL

Brasília, 27 de março de 2024.

Processo nº: **48500.005970/2023-91**

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A. e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2024.

I. DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2024 da Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 8 de abril de 2024, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 3/1997 – ANEEL e seus termos aditivos e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo III desta Nota Técnica.

II. DOS FATOS

2. Em 4 de abril de 2023, foi aprovada a Revisão Tarifária Periódica da EMT, conforme Resolução Homologatória – REH nº 3.182/2023, quando as tarifas foram, em média, reajustadas em 8,81%.

3. Em 28 de fevereiro de 2024, a STR realizou reunião virtual, via aplicativo Microsoft Teams, com os representantes da EMT, com o objetivo de prestar esclarecimentos sobre o reajuste tarifário anual¹.

4. Por intermédio da Carta nº 12², de 8 de março de 2024, a distribuidora informou os valores de créditos de PIS/COFINS aproveitados entre julho de 2022 e fevereiro de 2024, como ainda a estimativa de compensações para os 12 meses subsequentes.

5. A Superintendência e de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia

¹ SIC nº 48580.000898/2024-00.

² SIC nº 48513.005320/2024-00.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 2 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Elétrica (SGM), pelo Memorando nº 028/2024-SGM/ANEEL³, de 15 de março de 2024, prestou informações a respeito dos contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados pela EMT.

6. Pelo Memorando nº 42/2024-SFF/ANEEL⁴, de 18 de março de 2024, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado (SFF), validou os pagamentos de itens da Parcela A, assim como informou que a distribuidora incorreu com custos de Garantias Financeiras neste processo tarifário.

7. Em 25 de março de 2024, a STR encaminhou à empresa e ao Conselho de Consumidores as planilhas de cálculo relativas ao reajuste tarifário anual, conforme dispõe a Resolução Normativa - REN nº 652, de 17 de março de 2015⁵.

8. Em 25 de março de 2022, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações – SGA, a EMT encontra-se adimplente⁶ com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

III. DA ANÁLISE

9. A EMT, sediada na cidade de Cuiabá/MT, atende aproximadamente 1,65 milhão de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual da ordem de R\$ 7,6 bilhões.

Tabela 1. Unidades Consumidoras e Consumo Mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	1.334.823	330.001	38,2%
Industrial	17.235	257.452	29,8%
Comercial	102.910	103.746	12,0%
Rural	175.938	93.913	10,9%
Iluminação Pública	1.143	27.629	3,2%
Poder Público	13.008	36.331	4,2%
Serviço Público	1.645	12.658	1,5%
Demais classes	769	1.226	0,1%
Total	1.647.471	862.955	100%

* Fonte: SAMP – competência fevereiro/2024.

³ SIC nº 48550.000598/2024-00.

⁴ SIC nº 48536.000954/2024-00.

⁵ SIC nº 48580.001126/2024-00.

⁶ SIC nº 48580.001129/2024-00.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 3 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

A. Metodologia Aplicada

10. O objetivo do reajuste tarifário é manter o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido nas revisões tarifárias, de acordo com fórmula prevista no contrato de concessão das distribuidoras. Resumidamente, para aplicação da fórmula de reajuste, são repassadas as variações dos custos de Parcela A e atualizados os custos referentes à Parcela B, esta corrigida pelo índice de inflação, constante no contrato de concessão, deduzido o Fator X. Os detalhes das metodologias aplicadas nos processos de reajuste tarifário estão descritos no Anexo III desta nota técnica.

B. Período de Referência

11. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EMT é de abril/2023 a março/2024.

C. Receita Anual

12. No cálculo da Receita Anual (RA₀) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, conforme demonstrado na tabela a seguir.

Tabela 2. Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	8.022.228	6.573.486.872
A2 (88 a 138 kV)	13.167	8.685.145
A3a (30 kV a 44 kV)	786.160	605.868.158
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.024.988	795.623.660
BT (menor que 2,3 kV)	6.197.914	5.163.309.909
Demais Livres	2.678.659	784.144.041
Distribuição	5.196	24.367.534
Geração	-	230.790.766
Total	10.706.083	7.612.789.212

E. PARCELA A

1. Encargos Setoriais (ES)

13. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas, são definidos em legislação própria e têm seus valores estabelecidos pela ANEEL. Os encargos considerados neste reajuste tarifário, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na tabela abaixo:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 4 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Tabela 3. Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	11.634.298	11.165.550	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	783.591.493	771.866.123	NT 140/2023 - CP 41/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	162.118.676	89.577.546	DSP 689/2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(160.728.492)	(15.219.061)	DSP 1.120/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	259.218.797	240.063.890	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	48.307.873	54.114.150	NT 140/2023 - CP 41/2023
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	134.029.680	167.991.310	DSP 460/2024
PROINFA	121.038.362	104.062.371	REH 3.291/2023
P&D e Eficiência Energética	64.776.685	62.389.286	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	236.460	215.180	Contribuição 2023
Total de Encargos Tarifários	1.424.223.831	1.486.226.344	

2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT)

14. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT e Uso de Sistemas de Distribuição.

15. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 4. Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	265.643.199	309.342.712
Rede Básica Fronteira	150.769.230	129.533.047
Rede Básica ONS (A2)	2.872.641	2.880.615
Rede Básica Export. (A2)	43.295.204	44.369.388
MUST Itaipu	29.039.499	29.238.501
Transporte de Itaipu	41.557.822	58.669.250
Conexão	16.327.247	16.358.553
Uso do sistema de distribuição	1.721.088	1.666.473
Total dos Custos de Transporte	551.225.931	592.058.538

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

16. Nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores, há que se considerar as perdas de energia, inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica, além daquelas referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 5 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

17. A tabela abaixo apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EMT, ressaltando-se que os percentuais de perdas técnicas e não-técnicas utilizados estão conforme os valores determinados na Revisão Tarifária Periódica de 2023, homologada pela REH nº 3.182/2023 e alterados pelo Despacho nº 541/2024.

Tabela 5. Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	6,88%	6,64%	DSP 541/2024
Técnica (s/ merc. injetado)	8,78%	8,78%	DSP 541/2024
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,36%	1,37%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	6.197.914	6.197.914	SAMP

18. A tabela a seguir demonstra os requisitos de energia elétrica da EMT para atendimento ao seu mercado de referência apurado, obtidos pela soma das perdas regulatórias com o mercado de venda da concessionária.

Tabela 6. Energia Requerida (MWh)

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total (Cativos + Livres)	7.911.032	7.911.032
Fornecimento	7.911.032	7.911.032
Consumidores Livres	2.683.855	2.683.855
Perdas Totais	1.800.998	1.780.663
Perdas Rede Básica	130.191	130.809
Perdas na Distribuição	1.670.807	1.649.854
Perda Não Técnica	426.274	411.647
Perda Técnica	1.244.533	1.238.207
Energia Requerida (Cativo + Perdas)	9.712.030	9.691.695

b. Valoração da Compra de Energia

19. O cálculo dos custos de aquisição de energia obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e às normas setoriais, em especial à Lei nº 10.848/2004 e ao Decreto nº 5.163/2004.

20. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica, considerando o período de referência em questão e as informações de montante e preço, conforme tabela abaixo.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 6 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Tabela 7. Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Itaipu	Montante e preço	REH 3.296/2023 e REH 3.303/2023
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.297/2023
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.225/2023
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.291/2023
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT
Bilaterais	Montante e preço	Memorando SGM/ANEEL

21. A tabela a seguir demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

Tabela 8. Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas/Preços

Contratos	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
Bilateral	2.311.536	2.131.474	364,86	777.679.140
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	4.641.250	4.279.709	286,07	1.224.313.565
Existente - CCEAR-QTD	1.210	1.116	467,72	521.919
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	3.589.363	3.309.761	300,54	994.706.827
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	1.047.190	965.616	236,66	228.527.136
Madeira e Belo Monte	3.487	3.215	173,44	557.682
Energia Base	3.542.781	3.280.512	195,50	641.324.449
Cota Angra I/Angra II	306.183	282.332	355,16	100.273.147
Cotas Lei nº 12783/2013	1.529.846	1.410.675	178,46	251.755.476
Itaipu (tirando as perdas)	1.530.823	1.411.576	204,95	289.295.826
PROINFA	175.929	175.929	-	-
Total	8.184.031	9.691.695	272,74	2.643.317.154

F. PARCELA B

22. O cálculo da Parcela B é realizado considerando a diferença entre a Receita Verificada e os custos de Parcela A na Data de Referência Anterior (DRA), esse saldo é corrigido pelo indicador oficial de inflação (IGP-M), conforme estabelecido no Contrato de Concessão, e pelo Fator X. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B e respectivos parâmetros associados:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 7 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Tabela 9. Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B - DRA (R\$)	3.008.998.193	TUSD aplicada ao Mercado
(2) IGP-M	-4,26%	FGV
(3) Fator X	2,55%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	0,01%	REH 3.182/2023
(3.2) Componente T do Fator X	1,76%	REH 3.182/2023
(3.3) Componente Q do Fator X	-0,11%	PRORET 2.5 A
Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*((2)-(3))]	2.804.056.410	

G. COMPONENTES FINANCEIROS

23. Os componentes financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a direitos ou obrigações relativos a diferenças entre receitas e despesas de itens em que a concessionária tem direito de repasse tarifário, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às concessionárias. A tabela a seguir consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 10. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(172.871.068)	-2,07%
CVA em processamento -Transporte	83.284.422	1,00%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	72.517.614	0,87%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	5.784.899	0,07%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(99.593.568)	-1,19%
Sobrecontratação/exposição de energia	48.064.682	0,58%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	410.136	0,00%
Previsão de Risco Hidrológico	173.172.708	2,07%
Ajuste CUSD	459	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	(394.456)	0,00%
Reversão do Risco Hidrológico	(168.454.372)	-2,02%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular 20/2021)	(3.403.231)	-0,04%
Financeiro CDE Modicidade Eletrobras	3.483.994	0,04%
Créditos de PIS/COFINS	(266.970.425)	-3,20%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	23.236.013	0,28%
Financeiro de Spread de Bandeira Escassez Hídrica	(45.409.193)	-0,54%
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores (REN 376 e 414)	(10.531.772)	-0,13%
Neutralidade de Itaipu - Financeiro de 2023	(9.494.244)	-0,11%
Reversão Efeito Decreto nº 10.665/2021 e DSP nº 417/2022 - Financeiro de saldo de Itaipu	208.503.382	2,50%
Neutralidade Encargo CDE Conta - Escassez Hídrica TUSD	(16.518.319)	-0,20%
Neutralidade Encargo CDE Conta - Escassez Hídrica TE	(3.618.591)	-0,04%
Financeiro de Energia - NT 014/2024	3.394.431	0,04%
Financeiro de Parcela B - NT 014/2024	22.159	0,00%
Contenção Tarifária - Financeiro de 2020	(2.698.362)	-0,03%
Outros	(13.185)	0,00%
Total	(178.095.888)	-2,13%

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F5222B160079E50A

Fls. 8 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

H. ANÁLISE DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

1. Resultados

24. O Reajuste Tarifário Anual (RTA) da EMT conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de -4,40%. Este efeito decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no contrato de concessão, para formação da Receita Requerida; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

25. A tabela seguinte apresenta os custos reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos neste processo tarifário, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F5222B160079E50A

Fls. 9 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Tabela 11. Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	4.603.812.896	4.721.602.037	2,6%	1,55%	62,7%
Encargos Setoriais	1.424.223.831	1.486.226.344	4,4%	0,81%	19,7%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	11.634.298	11.165.550	-4,0%	-0,01%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	783.591.493	771.866.123	-1,5%	-0,15%	10,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	103.901.381	57.167.899	-45,0%	-0,61%	0,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	58.217.295	32.409.647	-44,3%	-0,34%	0,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(160.728.492)	(15.219.061)	-90,5%	1,91%	-0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	41.478.086	38.036.309	-8,3%	-0,05%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	217.740.712	202.027.581	-7,2%	-0,21%	2,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	48.307.873	54.114.150	12,0%	0,08%	0,7%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	134.029.680	167.991.310	25,3%	0,45%	2,2%
PROINFA	121.038.362	104.062.371	-14,0%	-0,22%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	64.776.685	62.389.286	-3,7%	-0,03%	0,8%
ONS	236.460	215.180	-9,0%	-0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	551.225.931	592.058.538	7,4%	0,54%	7,9%
Rede Básica	265.643.199	309.342.712	16,5%	0,57%	4,1%
Rede Básica Fronteira	150.769.230	129.533.047	-14,1%	-0,28%	1,7%
Rede Básica ONS (A2)	2.872.641	2.880.615	0,3%	0,00%	0,0%
Rede Básica Export. (A2)	43.295.204	44.369.388	2,5%	0,01%	0,6%
MUST Itaipu	29.039.499	29.238.501	0,7%	0,00%	0,4%
Transporte de Itaipu	41.557.822	58.669.250	41,2%	0,22%	0,8%
Conexão	16.327.247	16.358.553	0,2%	0,00%	0,2%
Uso do sistema de distribuição e CCD	1.721.088	1.666.473	-3,2%	-0,00%	0,0%
Custos de Aquisição de Energia	2.628.363.135	2.643.317.154	0,6%	0,20%	35,1%
PARCELA B	3.008.976.316	2.804.056.410	-6,8%	-2,69%	37,3%
IRT	7.612.789.212	7.525.658.447	-1,14%	-1,14%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(178.095.888,31)		-2,13%	
CVA em processamento - Energia		(172.871.068)		-2,07%	
CVA em processamento -Transporte		83.284.422		1,00%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		72.517.614		0,87%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		5.784.899		0,07%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(99.593.568)		-1,19%	
Sobrecontratação/exposição de energia		48.064.682		0,58%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		410.136		0,00%	
Previsão de Risco Hidrológico		173.172.708		2,07%	
Ajuste CUSD		459		0,00%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(394.456)		0,00%	
Reversão do Risco Hidrológico		(168.454.372)		-2,02%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular 20/2021)		(3.403.231)		-0,04%	
Financeiro CDE Modicidade Eletrobras		3.483.994		0,04%	
Créditos de PIS/COFINS		(266.970.425)		-3,20%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		23.236.013		0,28%	
Financeiro de Spread de Bandeira Escassez Hídrica		(45.409.193)		-0,54%	
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores (REN 376 e 414)		(10.531.772)		-0,13%	
Neutralidade de Itaipu - Financeiro de 2023		(9.494.244)		-0,11%	
Reversão Efeito Decreto nº 10.665/2021 e DSP nº 417/2022 - Financeiro de saldo de Itaipu		208.503.382		2,50%	
Neutralidade Encargo CDE Conta - Escassez Hídrica TUSD		(16.518.319)		-0,20%	
Neutralidade Encargo CDE Conta - Escassez Hídrica TE		(3.618.591)		-0,04%	
Financeiro de Energia - NT 014/2024		3.394.431		0,04%	
Financeiro de Parcela B - NT 014/2024		22.159		0,00%	
Contenção Tarifária - Financeiro de 2020		(2.698.362)		-0,03%	
Outros		(13.185)		0,00%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-1,12%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				-4,40%	

26. Do efeito médio deste processo tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu com 1,55%, enquanto a variação de custos da Parcela B foi responsável por -2,69%.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 10 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

27. O efeito médio a ser percebido por consumidor depende do grupo e modalidade tarifária ao qual pertence. A diferença entre os efeitos médios percebidos pelos grupos A (Alta Tensão) e B (Baixa Tensão) estão apresentados na tabela abaixo:

Tabela 12. Efeito médio

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	-5,61%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	-3,90%
Efeito Médio AT+BT	-4,40%

28. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa. Essa diferença de efeitos entre o Alta e o Baixa Tensão se deve, especialmente, a dois fatores: i) redução de custos associados ao Transporte (TUSD) e ao uso do sistema de distribuição da distribuidora, que têm mais relevância sobre os consumidores de Alta Tensão; e ii) contribuindo mais ainda para essa diferença de efeitos, aumento dos custos relacionados à Tarifa de Energia (TE), que impactam apenas os consumidores cativos, os quais são formados, em sua grande maioria, pelo grupo de Baixa Tensão.

2. Análise Parcela A

29. Os **encargos setoriais** variaram 4,4% em relação ao processo anterior, impactando o efeito tarifário em 0,81%, com destaque para a CDE Modicidade Eletrobrás, que foi responsável pelo efeito de 1,91%, e os Encargos de Serviços do Sistema (ESS) e de Energia Reserva (EER), responsáveis pelo efeito de 0,45%. Em contrapartida, as novas cotas definidas de CDE Uso (-0,15%), CDE Conta-Covid (-0,95%) e CDE Conta Escassez Hídrica (-0,25%) ajudaram a reduzir o efeito.

30. Os custos de **transporte** variaram 7,4%, contribuindo para um efeito médio de 0,54%. Esse aumento decorre, principalmente, das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2023-2024, aprovadas em julho de 2023, conforme Resoluções Homologatórias nº 3.216 e nº 3.217, ambas de 4/07/2023.

31. Os custos de **compra de energia** impactaram o efeito tarifário em 0,20%. Contribuiu significativamente para a elevação do efeito o aumento do custo da energia proveniente dos contratos das cotas da Lei 12.783/2013 (CCGF), em função, principalmente, do aumento da participação relativa dessa energia em relação às demais no portfólio da EMT e do aumento da tarifa de referência estabelecida na Resolução Homologatória nº 3.225/2023, em relação àquela indicada na Resolução Homologatória nº 3.068/2022. Por outro lado, ocorreu a redução do custo médio atualizado dos contratos bilaterais, os quais são atualizados principalmente pelo IGP-M, índice esse que reduziu 3,71% no período de referência.

32. A tabela e o gráfico abaixo demonstram a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 11 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Tabela 13. Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	3.516.131	3.589.363	2,1%	302,05	300,54	-0,5%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	937.691	1.047.190	11,7%	238,29	236,66	-0,7%
Madeira e Belo Monte	3.497	3.487	-0,3%	163,36	173,44	6,2%
Cota Angra I e Angra II	287.673	306.183	6,4%	347,50	355,16	2,2%
Cotas Lei n.º 12.783/2013	1.737.466	1.529.846	-11,9%	158,02	178,46	12,9%
Itaipu	1.503.378	1.530.823	1,8%	196,59	204,95	4,3%
Bilateral	2.311.536	2.311.536	0,0%	383,13	364,86	-4,8%
Geração Própria	6.702	-	-100,0%	348,72	-	-100,0%
Proinfa	176.735	175.929	-0,5%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(768.778)	(803.873)	4,6%	280,59	277,78	-1,0%
TOTAL	9.712.030	9.691.695	-0,2%	270,63	272,74	0,8%

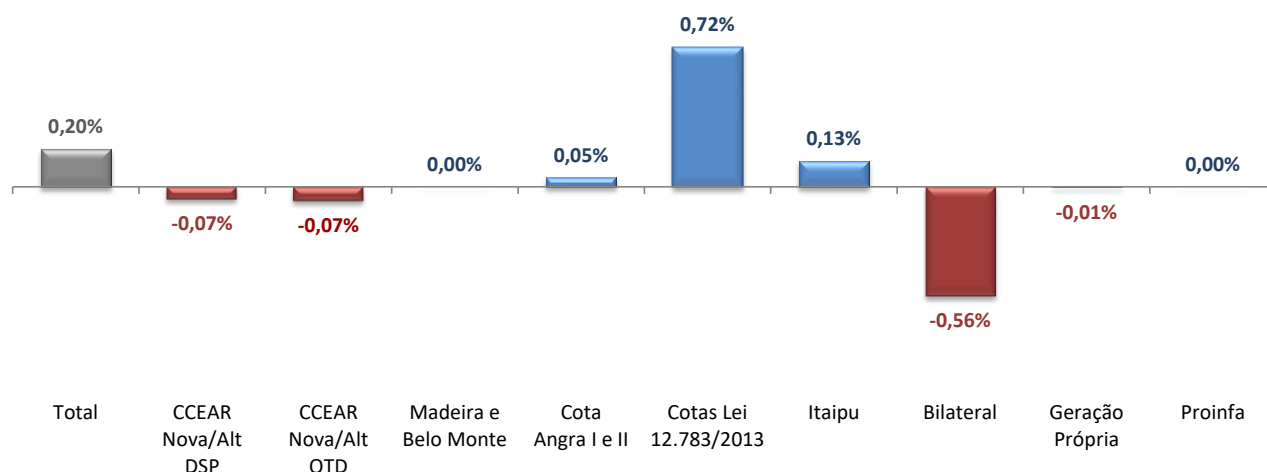


Gráfico 1. Comparação da variação do custo de energia

3. Análise Parcela B

33. A atualização da Parcela B representou -2,69% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M, de -4,26% no período de referência, descontada do Fator X, de 2,553%.

4. Análise dos Componentes Financeiros

34. Os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -2,13% no atual reajuste tarifário, com destaque para os seguintes itens:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 12 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

- a) **Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento**, cujos efeitos da CVA Energia foi de -2,07%, da CVA Transporte de 1,00% e da CVA Encargos Setoriais de 0,87% no efeito médio. Esse resultado decorre da diferença entre a cobertura concedida no último processo tarifário e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA;
- b) **Sobrecontratação/Exposição de Energia (efeito de 0,58%)**. Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (Sobrecontratação). Cabe observar que, após uma análise técnica específica a ser realizada pela STR em conjunto com a SGM, caso se observe que a concessionária deu causa à sobrecontratação, ou seja, não tenha realizado máximo esforço de redução da contratação excedente, parte desse resultado financeiro pode ser revertido à modicidade tarifária em processo tarifário futuro.

Ressalta-se que o Anexo II desta Nota Técnica contém o relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário.

- c) **Neutralidade dos Encargos Setoriais (efeito de -1,19%)**. Refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos custos contemplados no processo tarifário anterior, atualizadas pela taxa SELIC, conforme disposto no Submódulo 4.4 do Proret. No presente caso, dado o crescimento de mercado observado no período de referência, chegou-se ao valor aproximado de R\$ 106,9 milhões, que está sendo revertido para modicidade tarifária neste processo tarifário;
- d) **Reversão dos créditos de PIS e COFINS (efeito de -3,20%)**. Em 28 de junho de 2022, foi publicada a Lei nº 14.385/2022, que alterou a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passando a disciplinar a devolução de valores de tributos recolhidos a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica. Conforme dados obtidos pela SFF da concessionária, dos créditos habilitados de PIS/COFINS junto à Receita Federal do Brasil, a EMT já teria aproveitado R\$ 812,82 milhões (incluídos os tributos incidentes sobre as operações) entre julho/2022 e fevereiro/2024. Assim, considerando que a distribuidora antecipou o montante, atualizado, de R\$ 752,38 milhões nas tarifas aos consumidores nos anos de 2022 e 2023, restou o valor de R\$ 266,97 milhões a ser revertido no presente processo tarifário;
- e) **Neutralidade dos créditos de PIS/Cofins (efeito de 0,28%)**. Com um valor aproximado de R\$ 23,2 milhões, esse resultado reflete a diferença financeira entre o valor efetivamente faturado, no período de referência, e o montante

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F5222B160079E50A

Fls. 13 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

aplicado nas tarifas dos consumidores no último processo tarifário de créditos de PIS/Cofins;

- f) Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN nº 1.000/2021).** Trata-se de recursos recebidos e informados pela distribuidora associados: (i) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no §5º Art. 141; (ii) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §4º Art. 142; e (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme §3º Art. 171. Por correspondência, a EMT informou que o volume contabilizado, até janeiro/2024, foi de 10,5 milhões, o que representa uma receita atualizada de R\$ 5,4 milhões e efeito de -0,13%;
- g) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes.** Por correspondência, foi solicitado à EMT informações sobre os Encargos Tarifários da Conta Covid e Escassez Hídrica aplicáveis aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário de 2024. Assim, o valor correspondente informado pela concessionária e devidamente atualizado pela Selic foi de R\$ 10,5 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de -0,04%;
- h) Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás.** Trata-se do financeiro correspondente ao valor líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre os valores repassados à EMT em de julho de 2022 e maio de 2023, conforme Despachos nº 1.959/2022 e nº 1.120/2023, e os valores faturados pela distribuidora no período de referência. O valor em questão, calculado conforme Proret 4.4/4.4A, foi de aproximadamente R\$ 3,5 milhões, implicando no efeito de 0,04%;
- i) Financeiro do Spread da Conta Escassez Hídrica - REN 1.008/2022.** O Art. 12 da Resolução Normativa nº 1.008/2022-ANEEL dispõe sobre o ressarcimento ao consumidor dos custos acessórios nas operações de créditos da Conta Escassez Hídrica por distribuidoras de energia elétrica. Como consequência, foi apurado componente financeiro negativo nesse processo tarifário relativo ao *spread* da Escassez Hídrica da EMT, correspondendo a R\$ 45,4 milhões, resultando em uma redução de efeito de -0,54%;
- j) Neutralidade do Financeiro de Itaipu.** Seguindo o mesmo raciocínio dos demais itens de neutralidade apresentados, a diferença financeira entre o efetivamente faturado pela distribuidora no período de referência e o montante considerado nas tarifas no processo tarifário anterior resultou em um saldo de R\$ 9,5 milhões a ser revertido para modicidade tarifária, cujo efeito no resultado foi de -0,11%; e

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F5222B160079E50A

Fls. 14 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

- k) Financeiro de Reversão de Crédito por Multa por Rescisão Contratual da UTE Goiânia II.** Em conformidade com o Despacho Aneel nº 4.863/2023, as distribuidoras contrapartes deveriam informar à Aneel o valor de multa aplicada à UTE Goiânia II em decorrência da rescisão contratual por indisponibilidade prevista nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica – CCEARs. Por e-mail, a EMT comunicou o valor auferido de R\$ 13.185,48 de penalidade dessa Usina, cujo valor foi revertido para modicidade tarifária (efeito próximo de 0,00%).
- l) Reversão Efeito Decreto nº 10.665/2021 e DSP nº 417/2022 - Financeiro de saldo de Itaipu.** Formação do ativo regulatório para a EMT decorrente do saldo da Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional – ENBPar, efeito do Decreto nº 10.665 de 2021. Valor atualizado de R\$ 208,5 milhões, com efeito médio de 2,50%.
- m) Financeiro de decorrente de recurso administrativo no processo de Revisão Tarifária Periódica de 2023, conforme Nota Técnica nº 14/2024-STR/ANEEL.** Em decorrência do julgamento do pedido de reconsideração interposto pela EMT em face da Resolução Homologatória nº 3.182, de 4 de abril de 2023, que aprovou o resultado da Revisão Tarifária Periódica de 2023 da distribuidora, ficou considerado nesse processo tarifário: (i) componente financeiro de energia no valor de R\$ 3.021.293,27; (ii) componente financeiro de Parcela B no valor de R\$ 19,722,72, ambos a preços de 1º de abril de 2023; e (iii) o ajuste econômico de Parcela B de 0,00072707%. Em relação aos financeiros dessa determinação, o montante totalizou R\$ 3,42 milhões, com efeito médio de 0,04%.
- n) Contenção Tarifária.** Seguindo determinação do Despacho nº 2.501/2019, com provimento parcial no sentido de aprovar o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Geração Distribuída - CGD VPPI nº 011/2006, foi encaminhado o Memorando nº 44/2020–SRM/ANEEL, de 17 de março de 2020 com o cálculo da contenção tarifária que ficou suspensa por meio de liminar judicial. Com a revogação da liminar, os valores foram atualizados pela SELIC, ficando em R\$ 2,7 milhões nesse processo, com efeito médio de -0,03%.

35. A respeito desse último financeiro, conforme a Carta ENERGISAMT/DGEN-ANEEL/Nº 015/2024⁷, de 25 de março de 2024, a EMT analisou os impactos da decisão judicial, ocorrida em 11 de outubro de 2023, relacionado ao 2º Termo Aditivo firmado pela Energisa MT e a Salto Jauru Energética S.A. Considerando-se que essa decisão judicial possibilitou que seja aplicada a contenção tarifária, calculada no Memorando o Nº 44/2020–SRM/ANEEL, de 17 de março de 2020, no valor de R\$ 1,87 milhões (valor atualizado à época), foi feita a reversão deste valor no Reajuste. Dessa forma,

⁷ SIC nº 48513.007088/2024-00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 15 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

está sendo considerado o valor atualizado de R\$ 2,7 milhões, a preços de maio de 2024, não havendo alterações no cálculo da CVA.

36. Ainda, conforme a Carta ENERGISAMT/DGEN-ANEEL/Nº016/2024⁸, de 25 de março de 2024, a EMT também comentou sobre a discussão junto a CCEE e a justiça referente ao 5º Termo Aditivo firmado pela Energisa MT e a Galera Centrais Elétricas e possíveis impactos nesse processo. Por estar em discussão judicial entende-se que este assunto deve ser abordado no próximo processo tarifário.

6. Informações complementares

37. O gráfico a seguir demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

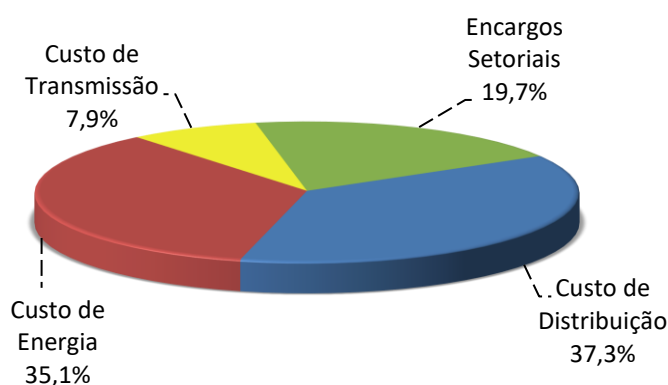


Gráfico 2. Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

38. Já o gráfico abaixo ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais, informadas pela própria empresa, de 16,7% para o ICMS e 5,5% para o PIS e COFINS (total de 22,1% por dentro), o que equivale a uma majoração de 28,4% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica, sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

⁸ SIC nº 48513.007089/2024-00

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 16 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

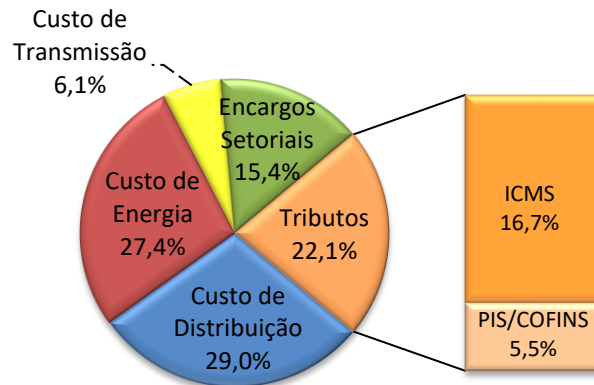


Gráfico 3. Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

I. Subvenção CDE - Descontos Tarifários

39. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de abril/2024 a março/2025, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de abril/2023 a março/2024.

Tabela 14. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	4.707.723	19.313.734	24.021.456
Subsídio Geração Fonte Incentivada	376.856	7.177.527	7.554.382
Subsídio Irrigante/Aquicultor	801.407	5.151.818	5.953.225
Subsídio CCEE	(4.975.521)	4.263.868	(711.652)
Total	910.465	35.906.947	36.817.411

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

40. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e a Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 3/1997.

V. DA CONCLUSÃO

41. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº 3/1997-ANEEL, no que consta do Processo nº 48500.005970/2023-91 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 17 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da EMT, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -4,40% sendo de -5,61% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de -3,90% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);
- ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da EMT;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e
- iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

42. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação do Reajuste Tarifário Anual em questão, conforme detalhado na conclusão acima.

GUSTAVO GODOY DE LIMA
Analista Administrativo

(Assinado digitalmente)
ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO
Coordenador Adjunto de Processo Tarifário de
Distribuição

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAUJO SILVA
Coordenador de Processo Tarifário de
Distribuição

De acordo:

(Assinado digitalmente)
CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69

Fls. 18 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

RELAÇÃO DE PARTICIPANTES DA SGT NA ELABORAÇÃO DESTA NOTA TÉCNICA

Equipe	Atividade
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador - Processos Tarifários
Cecília Magalhães Francisco	Coordenador Adjunto - Processos Tarifários
Gustavo Godoy de Lima	Técnico Responsável
Robson Kuhn Yatsu	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado
Gabriel de Jesus Azevedo Barja	Técnico Responsável - Estrutura Tarifária
Aline Moura de Melo Souza	Rede Básica e Conexão
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
André Valter Feil	Coordenador – Encargos e Comercialização -
Andrey Vinícius Altoé	CVA
Fabiano Costa Camilo	Contratos CCEAR

RELAÇÃO DOS ANEXOS DESTA NOTA TÉCNICA

ANEXO I – Metodologia de Reajuste Tarifário Anual para Concessionárias de Distribuição
ANEXO II - Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69

Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F5222B160079E50A



Fls. 19 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

ANEXO I

PLEITO E ESPECIFICIDADES DO PROCESSO TARIFÁRIO DA DISTRIBUIDORA

1. Em reunião realizada em 28 de fevereiro de 2024 com esta Área Técnica, os representantes da EMT e EMS apresentaram requerimento nestes processos tarifários solicitando revisão do cálculo de ajuste de subsídios referentes ao benefício tarifário associado a energia compensada das unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), faturados entre janeiro e março de 2023. Na oportunidade, argumentaram que, durante os processos de revisão tarifária de 2023, embora tenham concedido descontos a esses consumidores, não houve a compensação da subvenção tarifária pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e que o sistema comercial da distribuidora não estava preparado para apurar e classificar adequadamente o mercado de energia compensada nos tipos estabelecidos pela regulamentação: Geração Distribuída (GD) II e III, uma vez que o processo tarifário foi realizado antes do fim do período máximo de alterações normativas definidos pela REN 1.059/2023.
2. Em reunião subsequente, ocorrida em 19 de março, complementaram a informação de que, no processo tarifário de 2023, alguns consumidores participantes do SCEE com solicitação de acesso posterior a 7 de janeiro de 2023, portanto enquadrados como GD II e GD III, foram classificados e faturados provisoriamente como GD I, logo, declarados no mercado desta forma pela distribuidora. Em função disso, como somente o benefício tarifário associado ao mercado compensado tipo GDII e GDIII devem ser custeados pela CDE, houve aplicação da regra provisória de definição da previsão de subsídios, definidas pela REN 1.060/2023.
3. Assim, a empresa informou que apresentou retificação dos dados de mercado no SAMP para reclassificação do mercado para GD II e GD III. Informou ainda que, em função do prazo máximo de refaturamento estabelecido na REN 1.000/2022, o reflexo dos dados retificados no SAMP não foi efetivamente repassado às unidades consumidoras para todas as competências.
4. O pleito apresentado pela empresa se refere a recálculo de valores associados ao processo tarifário anterior. Uma vez que não houve qualquer menção na deliberação daquele processo da provisoriedade dos valores homologados na respectiva tabela 8 do Anexo da Resolução Homologatória nº 3.182/2023, não é possível neste processo tarifário a revisão dos valores.
5. O fato do processo de revisão tarifária de 2023 não ter observado, no mercado de referência, os valores de mercado associado à energia compensada tipo GD II e GD III resultou em diversos efeitos associados à apuração de custos regulatórios e cálculo das componentes tarifárias internalizaram efeitos que não podem ser revertidos. A simples avaliação exclusiva do ajuste dos subsídios tarifários estaria tratando parcialmente o caso.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F5222B160079E50A

Fls. 20 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

ANEXO II

RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADO DO MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET⁹. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVApróc (R\$)
CDE	7.833.452,24	0,00	7.833.452,24	7.902.424,52	8.318.792,88
CDE Energia	0,05	0,00	0,05	0,05	0,05
Rede Básica	63.042.755,14	-4.990.102,29	58.052.652,85	61.950.838,12	65.214.946,34
Compra de Energia	-285.695.443,61	129.520.997,07	-156.174.446,54	-164.218.605,26	-172.871.067,69
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	16.319.297,40	0,00	16.319.297,40	17.165.070,37	18.069.475,37
Proinfa	-1.541.683,81	0,00	-1.541.683,81	-1.613.365,86	-1.698.371,99
ESS	74.452.702,47	-15.620.339,30	58.832.363,17	62.598.937,51	65.897.193,24
CVA Total	-125.588.920,13	108.910.555,48	-16.678.364,65	-16.214.700,54	-17.069.031,80

* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 10,02%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

2. Os dados considerados na apuração foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, que utilizou o banco de dados corporativo para receber as informações, enviadas pela distribuidora, relativas aos pagamentos dos itens de custos observados na apuração do saldo de CVA.

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de -0,20% e está detalhado no gráfico a seguir:

⁹ Conforme definido no Submódulo 4.2 do PRORET, o saldo da CVA é apurado pela aplicação dos Método 1, 2 e 3. Pela aplicação do Método 1, é apurada a diferença entre a cobertura concedida em reais e os custos realizados. Já pelo Método 2, é apurada a diferença entre o preço praticado e a tarifa média de cobertura concedida no processo tarifário. Já pelo Método 3, são repassados os custos cuja cobertura tarifária já foi retirada pelo Método 1 ou 2.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 21 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

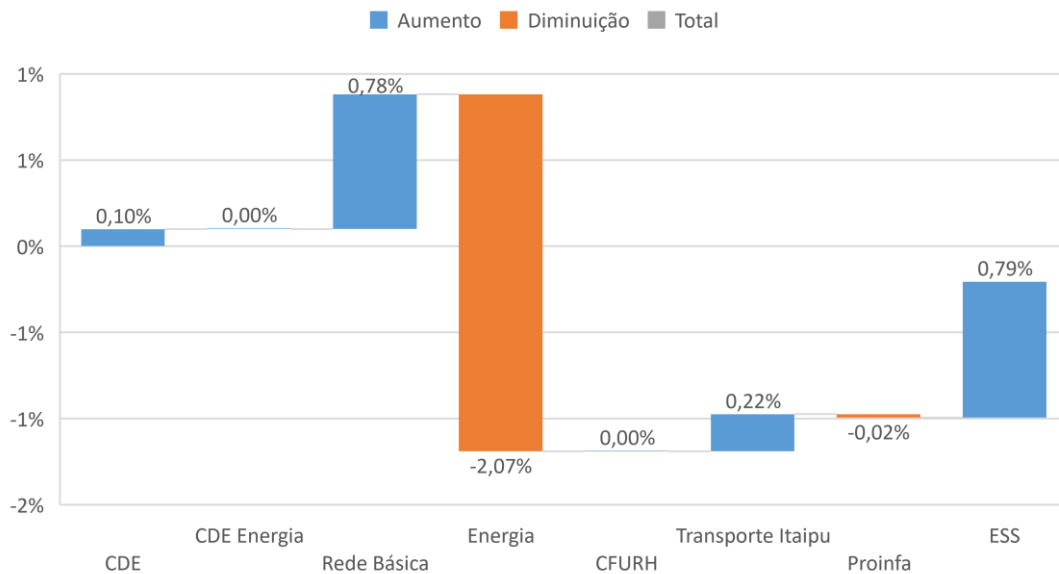


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 0,32% de redução no reajuste das tarifas.
5. A seguir serão detalhados os itens cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da apuração de CVA em questão.

ESS/EER

6. Na apuração do saldo da CVA ESS/EER são considerados os acrônimos TAJ_AR (Alívio Retroativo), RES_EXCD_ER (Excedente da CONER), e VL_E_DESC (Custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, que se enquadram na situação PLD<CVU≤CMO), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A tabela a seguir apresenta o detalhamento dos custos apurados pela CCEE para o período da CVA.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F5222B160079E50A

Fls. 22 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Tabela I.2 – Custos de ESS e EER apurados pela CCEE

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
fev-23	237.195,97	14.759.949,40	-	-	-
mar-23	1.248.863,57	14.792.904,61	-	-	-
abr-23	257.199,36	16.626.834,87	-	-	-
mai-23	354.855,17	18.020.530,00	-	-	-
jun-23	341.849,38	16.698.641,91	-	-	-
jul-23	455.444,78	15.982.063,55	-	-	-
ago-23	556.415,60	14.999.145,60	-	-	6,69
set-23	1.073.244,61	10.751.418,95	-	-	3.191,47
out-23	1.732.486,93	14.262.989,29	-	-	5.035,90
nov-23	7.075.920,18	14.593.310,79	-	-	14.843,63
dez-23	7.578.512,86	14.695.488,13	-	-	11.438,06
	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-
Total	20.911.988,41	166.183.277,10	0,00	0,00	34.515,75

7. Para fins de monitoramento, foi comparada a cobertura tarifária concedida no processo tarifário, segregada por ESS e EER, com os pagamentos realizados. Os resultados estão apresentados nos Gráficos I.2. I.3 e Tabela I.3.

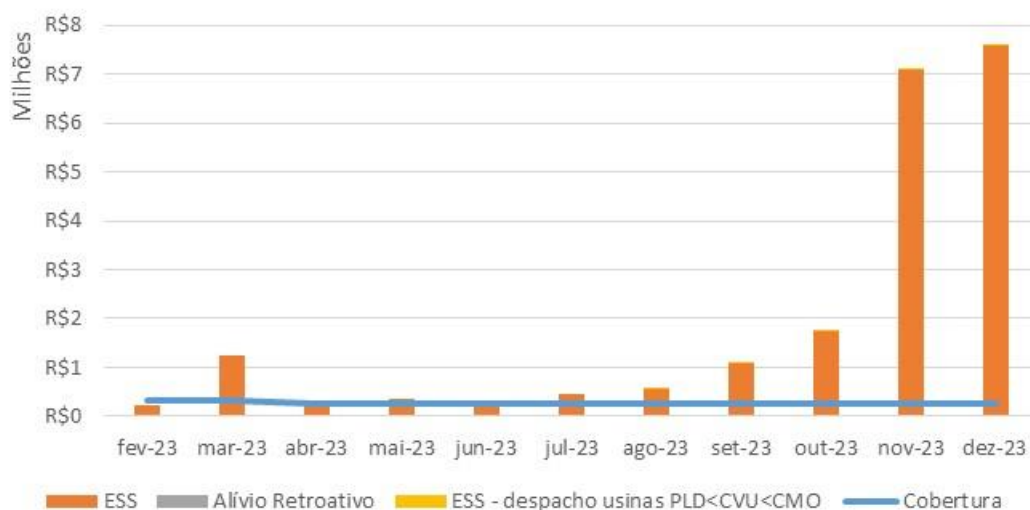


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 23 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

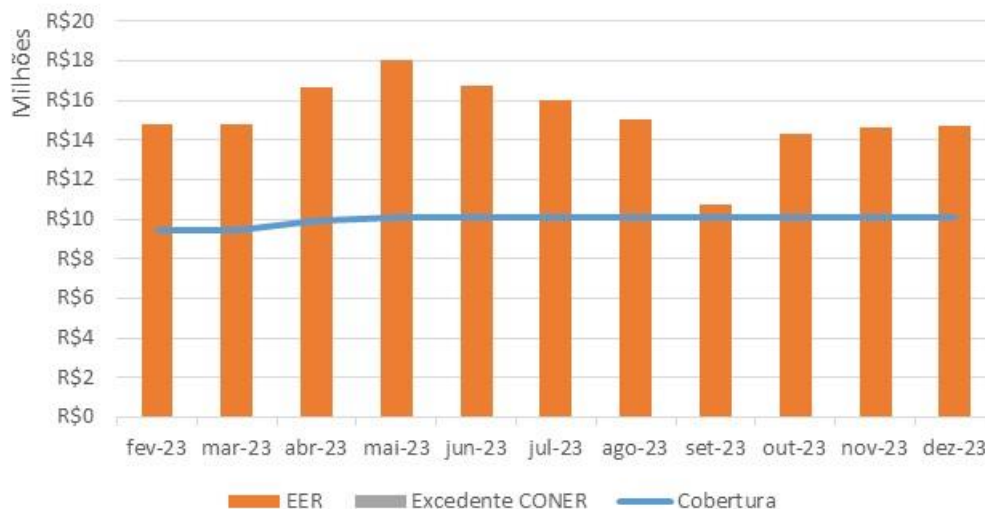


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

Tabela I.3 – Comparativo dos valores totais de cobertura e pagamento de ESS e EER

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	20.946.504,16	2.990.367,05	17.956.137,11
EER	166.183.277,10	109.686.711,74	56.496.565,36

Compra de Energia

8. A tabela a seguir apresenta a participação dos tipos de contratos no portfólio de compra de energia da distribuidora.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 24 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Tabela I.4 – Portfólio de Contratos de Compra de Energia

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	836.290	8,9%
CCEAR-D	3.203.787	34,2%
MCSD	-	0,0%
CCEN	263.241	2,8%
PROINFA	159.252	1,7%
Itaipu	1.488.059	15,9%
BILATERAL	2.077.896	22,2%
CCGF	1.646.045	17,6%
GP	-	0,0%
MCSD EN	(318.534)	(3,4%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	9.356.038	100,0%

9. O gráfico a seguir apresenta a formação do saldo da CVA Energia apurado pela aplicação do Método 2. As barras representam o comparativo entre a tarifa média de cobertura concedida e o preço realizado (sem os efeitos dos custos apurados pelo Método 3). Já a área em cinza representa o saldo acumulado da CVA Energia ao longo do período de apuração.

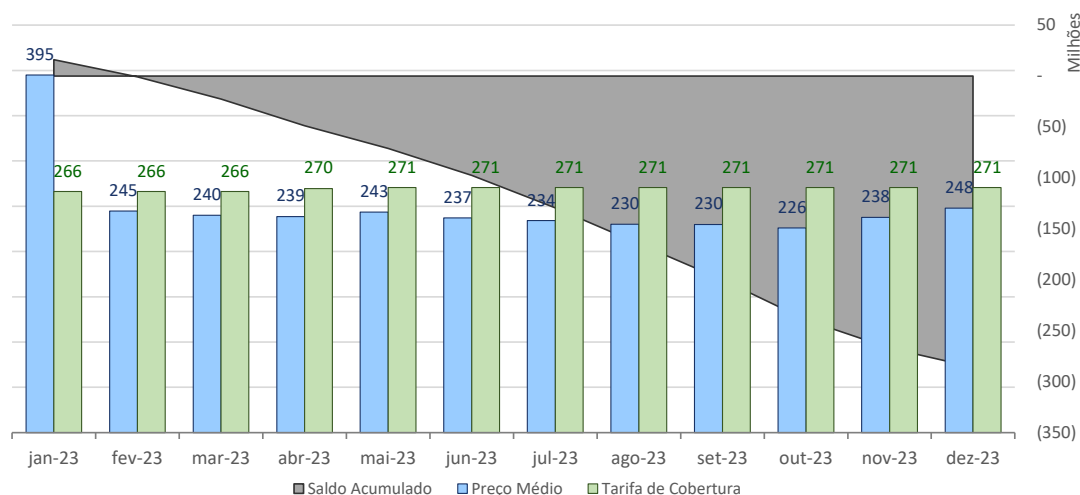


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

10. A Tabela I.5 apresenta os custos de compra de energia apurados por meio do Método 3, cujos valores são liquidados na CCEE. Já a Tabela I.6 apresenta os deltas dos itens da Energia apurados pelo Método 3, decorrentes das recontabilizações da CCEE.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 25 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Tabela I.5 - Itens de Custos de Energia apurados pelo Método 3

Item	R\$
Glosa de Perdas	3.449.850,43
Recontabilização da Glosa de Perdas	5.058,15
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 1.223.717,78
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	107.007.007,85
Efeito Disponibilidade - CCEN	1.266.172,45
Exposição entre Submercados	- 247.373,02
Risco Hidrológico - Itaipu	1.345.923,54
Risco Hidrológico - CCGF	5.826.350,46
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	17.289.442,60
Demais Itens	- 3.055.922,83
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 780.765,95
MAC - Energia	- 29.644,84
Recontabilização dos MAC - Energia	- 36.679,30
Receita de Bandeiras Alocada Energia	82.698,77
Ressarcimentos	- 1.377.403,46
Total	129.520.997,07

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 1.013.368,57
Efeito do CCGF	53.257,06
Efeito do CCEN	1.017,90
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	26.098,69
Exposição financeira entre submercados	2.607,59
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	149.621,38
Total	- 780.765,95

11. O gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o preço médio dos contratos de compra de energia, por modalidade, considerando os custos apurados pelos Métodos 2 e 3, e a cobertura tarifária econômica concedida.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 26 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

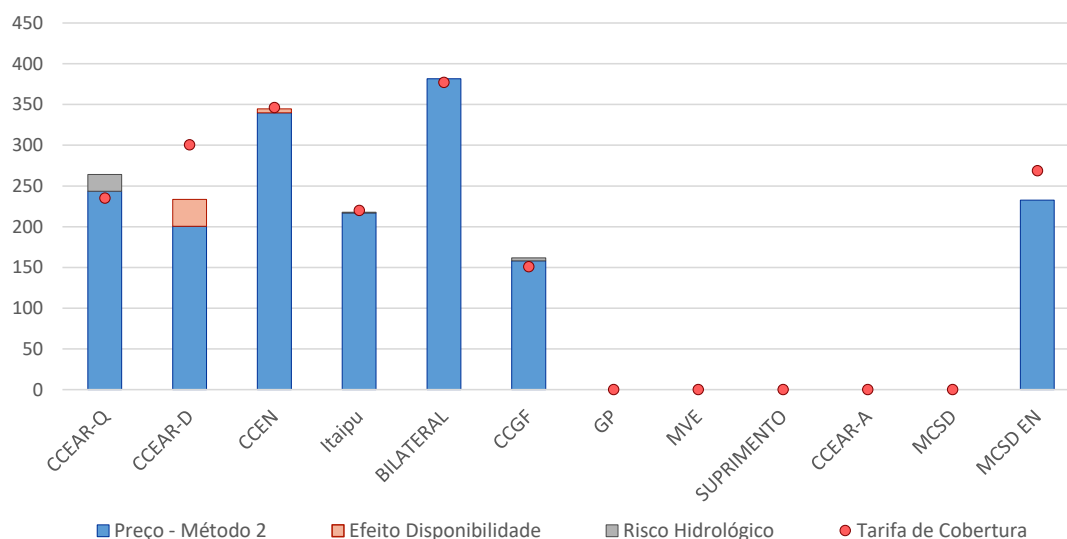


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -2,07% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifário anterior e alocação da receita de bandeiras para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir.

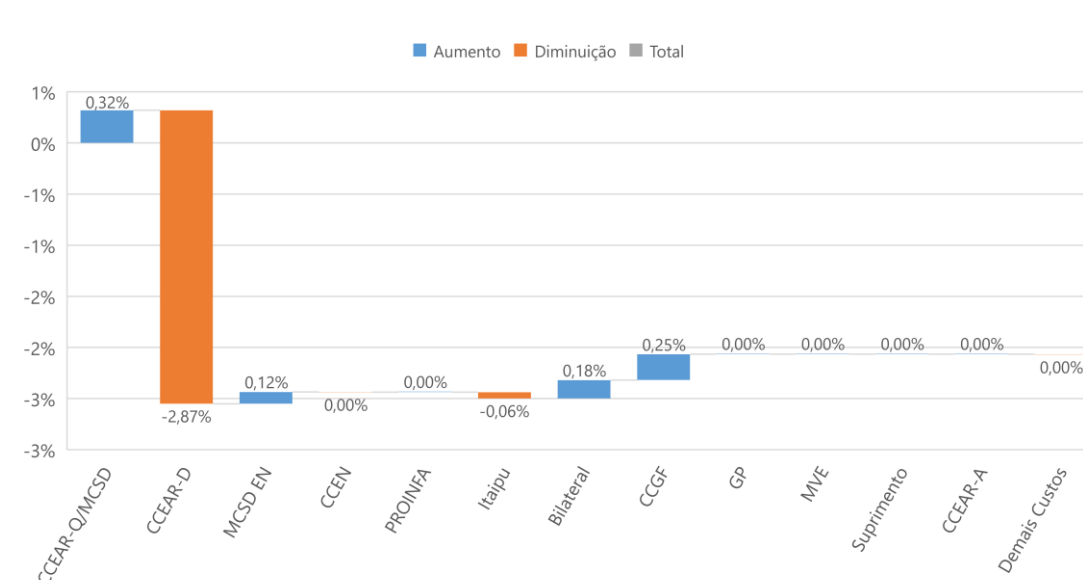


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 27 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

13. Já tabela abaixo apresenta os impactos de cada modalidade contratual no índice de reajuste, observando as diferenças apuradas conforme os Método 2 e 3 de apuração do saldo da CVA.

Tabela I.7 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia, segregado em Método 2 e 3

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,47%
CCEAR-Q/MCSD	0,09%
MCSD EN	0,12%
CCEN	-0,02%
Itaipu	-0,08%
Bilateral	0,18%
CCGF	0,18%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-2,54%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	-2,55%
Demais Custos	0,00%
Total	-2,07%

* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D

Glosa de Energia

14. Tendo em vista que a distribuidora apresentou, para o período em questão, uma carga real superior à energia requerida regulatória, houve aplicação do ajuste da glosa de energia.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 28 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Tabela I.8 – Comparativo entre a carga real e a energia requerida regulatória

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
fev-23	561.551	723.192	707.684	15.507	262,73	266,18	-53.610
mar-23	635.138	778.968	762.265	16.703	259,86	266,18	-105.585
abr-23	608.759	735.437	719.667	15.770	257,49	269,59	-190.779
mai-23	613.668	766.432	749.997	16.435	261,68	270,63	-147.076
jun-23	600.367	690.858	676.044	14.814	253,52	270,63	-253.511
jul-23	573.112	762.984	746.624	16.361	248,39	270,63	-363.786
ago-23	668.142	914.400	894.793	19.607	245,05	270,63	-501.505
set-23	731.191	940.373	920.209	20.164	246,44	270,63	-487.742
out-23	736.394	990.763	969.518	21.245	240,71	270,63	-635.556
nov-23	770.135	916.965	897.303	19.662	245,95	270,63	-485.184
dez-23	731.988	836.308	818.376	17.933	258,05	270,63	-225.516
jan-24	-	-	-	-	-	-	-
fev-24	-	-	-	-	-	-	-
Total	7.230.445	9.056.682	8.862.480	194.202	252,04	269,81	-3.449.850,43
% perda s. mercado venda		25,26%	22,57%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

15. O Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET, sendo obtidos os seguintes resultados:

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/02/2023 e 01/12/2023, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ 47.498.482,83 a preços de abril de 24.
- Para o ano civil de 2023: Sobrecontratação de energia de 300.102 MWh, que representa 3,14% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo são recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informados pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 566.199,40.

16. O gráfico a seguir apresenta a posição contratual da distribuidora no Mercado de Curto Prazo, no período analisado, considerando os efeitos das recontabilizações.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 29 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

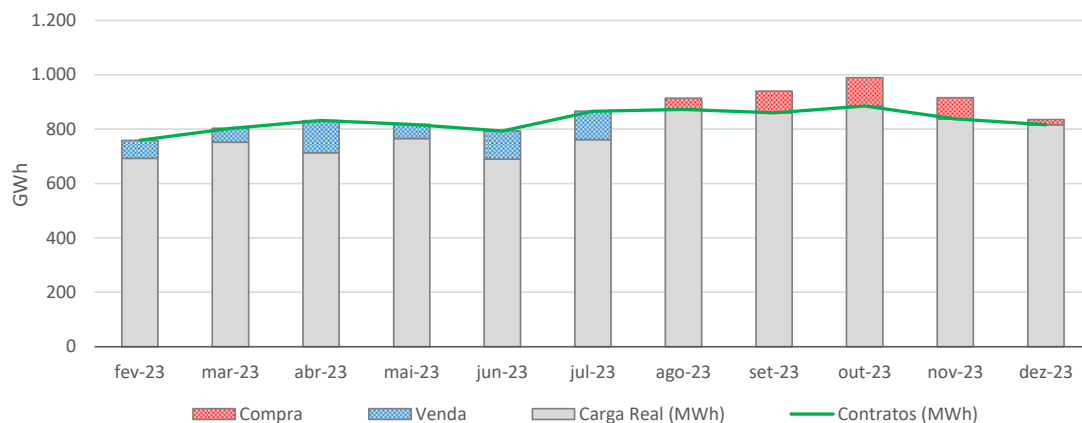


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

17. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo¹⁰ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

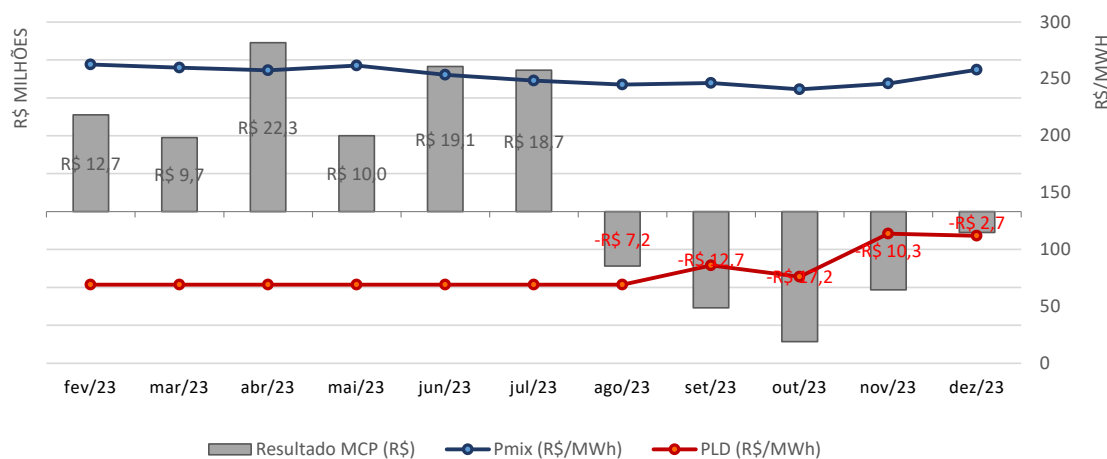


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

¹⁰ Embora o procedimento de apuração do resultado financeiro do MCP, para fins de repasse tarifário, seja obtido com base na diferença entre PLD e tarifa média de cobertura (uma vez que a CVA já captura o efeito da diferença entre preço e tarifa média), o custo ou receita decorrente das compras e vendas no MCP se dá pela diferença entre o PLD e o Preço Médio dos contratos (Pmix).

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 30 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

18. Por fim, para o monitoramento da adequabilidade das coberturas concedidas para os custos de CCEAR-D e os riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas, deve-se observar as previsões de risco hidrológico consideradas no processo tarifário como componente financeiro. Também devem ser considerados os saldos positivos nas rubricas “Resultado MCP” e “ESS” da Conta Bandeiras, pois pela sistemática de apuração dos repasses da conta, resultados positivos desses itens de custos são considerados como cobertura para os custos de CCEAR-D e risco hidrológico. Desta forma, a tabela a seguir apresenta o resultado dessa comparação.

Tabela I.9 – Impacto dos custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos na Conta Bandeiras

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	-2,55%
Risco Hidrológico de CCGF	0,08%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,23%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,02%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-2,87%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,02%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,56%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,98%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,48%
III - Receitas de MCP e ESS	1,36%
Resultado MCP	R\$48.064.682,23
Diferença de Preços entre Submercados**	-R\$276.035,31
ESS + CONER	R\$65.897.193,24
IV - Receita Excedente (I + II + III)	-3,20%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,34%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,53%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,33%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-2,01%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

** Valor considerado em conjunto com o MCP na apuração da Conta Bandeira

19. Pode-se concluir que, após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeiras, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de -3,20%.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 31 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

20. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 0,48%¹¹.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,47%
CCEAR-Q/MCSD	0,09%
MCSD EN	0,12%
CCEN	-0,02%
Itaipu	-0,08%
Bilateral	0,18%
CCGF	0,18%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	0,01%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	0,00%
Total	0,48%

* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D

21. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período.

¹¹ A receita de MCP e ESS é limitada até cobrir os custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 32 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

ANEXO III

METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica que tenham assinado termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).
2. A metodologia aplicada ao cálculo desta Revisão Tarifária Periódica – RTP está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET¹², os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao processo de RTP de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
2.1	Procedimentos Gerais	2.3 C	01/03/2022
2.2	Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis	2.2 C	01/03/2022
2.3	Base de Remuneração Regulatória	2.0 C	01/03/2022
2.4	Custo de Capital	4.1 C	01/03/2022
2.5	Fator X	4.0 C	01/03/2022
2.6	Perdas de Energia	2.0 C	01/03/2022
2.7	Outras Receitas	2.2 C	01/03/2022
2.8	Geração Própria de Energia	1.1 C	01/03/2022
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.2	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4	Encargos Setoriais	1.0 C	01/03/2022
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	01/03/2022
4.2	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4	Demais Componentes Financeiros	1.5 C	01/03/2022
Módulo 5. Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0 C	01/03/2022
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1 C	01/03/2022
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0 C	01/03/2022
5.4	Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva -	1.0 C	01/03/2022
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1 C	01/03/2022

¹² O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 33 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.3 C	01/03/2022
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0 C	01/03/2022
6.2	Itaipu	1.0 C	01/03/2022
6.3	Encargos de conexão A1	1.0 C	01/03/2022
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0 C	01/03/2022
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.9 C	01/03/2022
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.1	Revisões tarifárias de Distribuidoras e Permissionárias	1.2 C	01/03/2022

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

4. O percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a **Receita Requerida** e a **Receita Verificada**, ambas calculadas tendo como referência o mercado dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao mês de aniversário da revisão tarifária.

5. A **Receita Requerida** reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços dos serviços de distribuição de energia elétrica. O cálculo da receita requerida também compreende a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais.

6. A **Receita Verificada** corresponde a receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento da revisão tarifária. O resultado da razão entre essas duas receitas corresponde o quanto que as tarifas devem variar em média.

7. O cálculo do percentual médio do reposicionamento tarifário segue a seguinte fórmula:

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (1)$$

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida; e

RV: Receita Verificada.

8. A Receita Requerida é dividida em duas componentes: a primeira, denominada de Parcela A, envolve custos relacionados à aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, uso dos sistemas de transmissão, encargos setoriais e as receitas irrecuperáveis. Em geral,

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 34 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

a distribuidora não tem gestão completa sobre esses itens de custos, e em razão disso estes valores são repassados para os clientes da empresa.

9. A segunda componente, denominada de **Parcela B**, compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia. São custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios.

10. Desse modo, a receita requerida da concessionária pode ser expressa da seguinte forma:

$$RR = VPA + VPB \quad (2)$$

onde:

RR: Receita requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B;

11. No que se refere aos custos de Parcela B, são dois os custos que compõem a receita da concessionária: os custos operacionais e os de capital. Os custos operacionais são os custos necessários para a empresa prover o serviço de distribuição de energia, incluindo os custos com gestão de pessoas, infraestrutura física e materiais e serviços.

12. Os custos de capital incluem os montantes investidos pela concessionária ainda não depreciados, chamado de base de remuneração. Esta base de remuneração é multiplicada pela taxa de retorno para determinar o total de remuneração do capital investido pela distribuidora. No cálculo dos custos de capital também é incluída a quota de reintegração regulatória, que representa a recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço de distribuição ao longo da vida útil dos bens e direitos.

13. Outro item que é adicionado ao custo de capital são os tributos a ele associados, de forma a assegurar que a remuneração efetivamente auferida pela empresa regulada seja suficiente para o pagamento do Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica - IPRJ e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL.

14. No cálculo dos valores regulatórios de Parcela B também se faz necessário a atualização dos valores por um fator de ajuste de mercado, de modo a considerar que ao longo da vigência das tarifas estabelecidas na revisão o mercado da concessionária será outro, distinto do utilizado como referência para o cálculo da revisão.

15. Da mesma forma são descontados do cálculo da Parcela B os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade pela ANEEL com incidência na revisão tarifária. Por fim, são descontadas as Outras Receitas e as receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo, que são revertidas em parte para a modicidade tarifária.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 35 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

16. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela B no processo de revisão tarifária. É basicamente sob este componente que os processos de revisão e reajuste se distinguem, quanto ao nível de preços.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER \quad (3)$$

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m: Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas;

UD: Receita obtida com Ultrapassagem de Demanda e

ER: Receita obtida com Excedente Reativo

17. Por sua vez, o Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é composto pelos Custos Operacionais, definidos pela metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 2.2 A do PRORET.

18. Enquanto o Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (4)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

19. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela A:

$$VPA = CE + CT + ES + RI \quad (5)$$

onde:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica; e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

20. Os procedimentos de cálculo da Parcela A nos processos de revisão tarifária é semelhante ao adotados nos processos de reajustes. A regra de cálculo de cada um dos componentes de Parcela A estão descritos nos Submódulos 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 36 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

III. PROCESSAMENTO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A. Definição do Período de Referência

21. O período de referência para revisão tarifária corresponde ao ciclo de doze meses, entre o mês do processo tarifário anterior e o mês anterior ao atual processo de revisão.

B. Cômputo da Receita Anual

22. No cálculo da Receita Anual inicial (RA_0) da distribuidora devem ser considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior.

C. Cômputo da Parcela A

23. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Encargos Setoriais; (ii) Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; (iii) Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria.

24. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 2.2, 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET.

1. Encargos Setoriais

25. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas e são definidos em legislação própria. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária. Os encargos considerados nos processos tarifários são:

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

26. Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e os Decretos nº 7.945, de 7/3/2013 e 9.022, de 31 de março de 2017. A CDE tem como finalidade:

- i) o desenvolvimento energético dos Estados;
- ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69

Fls. 37 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

- iii) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,
- iv) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- v) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,
- vi) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,
- vii) prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e
- viii) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição.

27. A cobertura tarifária referente ao encargo de CDE considerado neste processo tarifário incorpora os seguintes valores:

- i) quota anual de **CDE Uso**, homologada pela REH 2.358, de 19/12/2017. Essa cota é paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.
- ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)**, por meio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 2021, o Governo Federal determinou a criação da Conta COVID, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia em meio à pandemia do novo corona vírus. O empréstimo, contratado e administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, tem como objetivo garantir a liquidez do setor, mitigando os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência nesse período. Para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários que serão, serão diluídos em 60 meses por meio da CDE Conta-Covid.

b. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

28. Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F5222B160079E50A

Fls. 38 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET.

c. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

29. Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº 5.025/2004, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica. Tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET.

d. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.

30. Instituído pela Lei nº 7.990, de 28/12/1989, destina-se a compensação pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET.

e. Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER

31. Previstos no Decreto nº 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

f. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE)

32. Instituída pela Lei nº 9.991, de 24/7/2000, trata-se de obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética. Importante esclarecer que, segundo orientação do Ofício Circular nº XXX/2015-SFF/ANEEL, as receitas adicionais de Bandeira Tarifária foram reconhecidas dentro da receita operacional líquida das Concessionárias e, portanto, passam a sofrer a incidência dos percentuais de P&D e PEE.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69

Fls. 39 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

2. Custo com Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição

33. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Sistêmica e Fronteira), DIT Compartilhada e de uso exclusivo, Transporte de Itaipu, Uso da Rede Básica pela usina de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

34. O contrato de concessão estabelece que deverão ser observados os montantes de Contratação Eficiente na apuração dos custos de encargo de uso dos sistemas de transmissão e distribuição os quais devem obedecer, respectivamente, os termos da Resolução Normativa nº 666/2015 e da Resolução Normativa nº 506/2012 e alterações supervenientes.

a. Custo de Rede Básica

35. Referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL fixa a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

36. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto as tarifas são obtidas da resolução homologatória que define as Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão para cada ciclo publicadas anualmente.

37. Já os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo são obtidos de resolução homologatória específica publicada anualmente, além de considerar as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

b. Custo de Conexão

38. Refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 40 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste ou revisão das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

39. Cabe esclarecer que a Receita Anual da Conexão de uso exclusivo referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT) presente na Resolução Homologatória do processo tarifário da distribuidora pode diferir do custo de conexão repassado às tarifas e considerado na DRP.

40. A situação descrita acima pode ocorrer, pois de acordo com o que consta no § 12 do artigo 7º e § 3º do artigo 7º-A da Resolução Normativa nº 67/2004 e § 6º do artigo 4º-A da Resolução Normativa nº 68/2004, os encargos de conexão associados às novas instalações de transmissão de uso exclusivo, apesar de serem devidos pela distribuidora a partir da data de entrada em operação comercial dessas instalações, só poderão ser considerados no cálculo da tarifa dos consumidores finais da concessionária ou permissionária de distribuição a partir da respectiva prestação de serviço, sem efeitos retroativos.

41. Caso haja instalações de transmissão de uso exclusivo da distribuidora, autorizados com RAP prévia e que entraram em operação comercial durante o Período de Referência, considera-se adicionalmente para fins de cobertura tarifária dos custos associados a essas instalações, o período compreendido entre a data de conexão da distribuidora na nova instalação e a data de aniversário da concessionária de distribuição.

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

42. Refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

43. Refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência, observando a Contratação Eficiente (montante faturado contido no intervalo de 100% até 110% do MUSD contratado), multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

3. Compra de Energia

44. O cálculo dos custos de aquisição de energia obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial à Lei nº 10.848/2004 e ao Decreto nº 5.163/2004.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 41 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

45. A Lei nº 10.848/2004 também estabeleceu dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A mesma lei, em seu art. 2º, determina que as empresas de distribuição de energia “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”.

46. Além disso, é considerado no cálculo o procedimento aprovado pelo Despacho nº 4.225, de 10/12/2013, que estabelece que o custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data da revisão.

47. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

i) **Contratos Bilaterais**: são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 700 GWh/ano e seu agente supridor.

ii) **Contratos de Leilões (CCEARs)**: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas;

iii) **Leilões de Ajuste**: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

iv) **Cotas de ITAIPU**: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;

v) **Cotas de Angra I e II**: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação F5222B160079E50A

Fls. 42 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;

vi) **Cotas do PROINFA**: refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

vii) **Cotas das Concessões Renovadas**: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015;

viii) **Geração Própria**: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;

ix) **Suprimento**: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 700 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;

x) **Geração Distribuída**: produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

48. Com a finalidade de calcular o montante de energia que deve ser repassado às tarifas dos consumidores, a ANEEL determina o nível máximo de perdas (na distribuição – técnicas e não técnicas e na Rede Básica) a ser admitido em função do mercado atendido pela distribuidora. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência, acrescido das perdas definidas pela ANEEL.

49. As perdas podem ser segmentadas entre perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica, e as perdas na distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69

Fls. 43 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

50. As perdas regulatórias na distribuição são definidas a cada revisão tarifária, enquanto as perdas na Rede Básica são estimadas, todos os anos, em cada processo tarifário, utilizando-se os valores contabilizados nos últimos 12 meses e informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, aí incluindo-se as perdas das DIT de uso compartilhado.

b. Perdas Técnicas

51. As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária, são calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, como pontos de injeção e consumo de energia elétrica, bitola dos condutores, tipo de transformadores.

52. As perdas técnicas são calculadas segregando as redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, além das subestações, transformadores de distribuição, ramais de ligação e medidores. O Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas.

c. Perdas Não-Técnicas

53. As perdas não técnicas representam as perdas associadas à furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição. Estas são obtidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

54. O referencial regulatório para as perdas não técnicas é redefinido a cada revisão tarifária e pode se dar na forma de uma trajetória decrescente, reconhecendo-se um nível menor de perdas não técnicas a cada reajuste tarifário subsequente, ou na forma de uma meta fixa, em que o nível de perdas não técnicas reconhecido nas tarifas, sempre referenciado em termos de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, se mantém constante ao longo do ciclo tarifário.

55. O Submódulo 2.6 do PRORET detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas não técnicas. A abordagem adotada pela ANEEL, para a definição dos limites de perdas não técnicas, é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá, essencialmente, a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas, que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e os furtos de energia em sua área de concessão.

56. A partir da formulação do ranking é possível afirmar quais distribuidoras que atuam em áreas mais complexas, e que ainda assim tenham alcançado níveis mais baixos de perdas não

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 44 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

técnicas, sejam referências de eficiência, e possam, portanto, ser utilizadas para se definir trajetórias de redução de perdas não técnicas para as demais. Cabe ressaltar que, além da análise de eficiência comparativa das distribuidoras, a avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

57. O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora, considerando eventuais ajustes e exceções previstas no Submódulo 2.6 do PRORET, se for o caso. A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuem em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. Caso a concessionária em processo de revisão possua patamares reais de perdas não técnicas superiores aos considerados adequados pela ANEEL, o nível médio de perdas não técnicas das empresas benchmarks passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

d. Valoração da Compra de Energia

58. O artigo 36 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, estabelece que a ANEEL autorize o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os artigos 15, 27 e 32 do mesmo Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

59. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004.

60. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹³ considerando o período de referência em questão.

61. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência. A energia contratada disponível corresponde ao somatório de CCEAR's, Contratos de Leilão de Ajuste, Contratos Bilaterais, Geração Própria, cotas de energia de Itaipu, do Proinfa, de Angra I e II, e das Usinas com Contratos Renovados, e Contratos de Suprimento.

62. Os critérios e procedimentos adotados no cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia estão detalhados no Submódulo 3.2A do PRORET.

¹³ As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 45 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

D. Cômputo da Parcela B

1. Custos Operacionais

63. A metodologia de definição dos custos operacionais, descrita no Sumódulo 2.2 do PRORET, estabelece o método de comparação por benchmarking para a definição do nível eficiente dos custos operacionais que serão reconhecidos nas tarifas.

64. A identificação do nível eficiente é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos operacionais regulatórios que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

65. No momento da revisão, o intervalo de custos operacionais é atualizado para a data da revisão observando a variação da extensão de redes, números de consumidores, mercado, perdas não técnicas ajustadas e número de horas de fornecimento interrompido.

66. Numa análise posterior, compara-se o intervalo de custos eficientes atualizado com a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa da concessionária. Caso o valor de custos operacionais presente na tarifa esteja fora do intervalo definido pelo método de benchmarking, parte da diferença é incorporada no momento da revisão e a parcela remanescente é considerada para fins de cálculo do Componente T do Fator X.

67. Regra geral, se o valor contido na tarifa de custos operacionais for maior que o limite superior do intervalo estabelecido, o valor de custos operacionais reconhecido na revisão e o Fator T são calculados de forma a estabelecer uma trajetória de redução da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite superior. Caso o valor contido na tarifa seja menor que o limite inferior do intervalo, o valor de custos operacionais reconhecidos na revisão e o Fator T são calculados de forma a criar uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite inferior. Por fim, se os valores estiverem contidos no intervalo de custos eficientes, o custo reconhecido na revisão corresponderá ao custo já contido nas tarifas e o Fator T será igual a zero.

68. Um passo seguinte é verificar se a trajetória estabelecida conforme análise anterior é compatível com a restrição de variação de 5% a.a.. Nos casos em que a trajetória excede a variação anual de 5%, a trajetória é ajustada para não exceder o limite anual, conforme fórmula a seguir:

$$\Delta CO = \min\left(\left| \sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1 \right|; 5\%\right) \quad (7)$$

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N$$

onde:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 46 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

ΔCO : trajetória dos custos operacionais regulatórios;

5%: variação máxima admissível;

CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual;

69. Uma última etapa consiste da avaliação do prêmio de eficiência. Nos casos em que a aplicação da metodologia, conforme descrita nos passos anteriores, resultar em uma meta de custo operacional superior a 120% do custo real da empresa, o excedente desse valor será compartilhado em 50% com o consumidor.

70. Nestes casos, o valor final da meta de custos operacionais é recalculado de modo a levar em consideração o compartilhamento do prêmio de eficiência, conforme fórmula a seguir:

$$CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot Opex_{médio} + CO_{meta}}{2} \quad (8)$$

onde:

CO'_{meta} : meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento;

$Opex_{médio}$: média dos custos operacionais reais.

2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

a. Base de Remuneração Regulatória (BRR)

71. Os ativos da concessionária são remunerados por meio da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória.

72. A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é composta pelos valores dos seguintes itens:

I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico), considerando os seguintes grupos de contas de ativos:

- i) Terrenos – Distribuição, Geração;
- ii) Reservatórios, barragens e adutoras;
- iii) Edificações, obras civis e benfeitorias – Distribuição, Geração; e
- iv) Máquinas e equipamentos – Distribuição, Geração.

II – Intangível, considerando a conta de Servidões;

III – Almoxarifado de operação; e

IV – Obrigações especiais.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 47 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

73. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) é composta por valores equivalentes aos seguintes grupos de contas do AIS e Intangível:

- I – Intangível – Software, Outros;
- II – Terrenos – Administração;
- III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;
- IV – Máquinas e equipamentos – Administração;
- V – Veículos; e
- VI – Móveis e utensílios.

74. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

i) A base de remuneração aprovada no terceiro ciclo de revisão tarifária (3CRTP) deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;

ii) As inclusões entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária;

iii) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária – base incremental (item b);

iv) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da atual revisão tarifária;

v) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

75. Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

76. Também é deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobrás, referente ao terceiro mês anterior à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 48 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

77. O saldo dos investimentos realizados, a partir de financiamento com recursos da RGR, é remunerado pelo custo dos empréstimos em termos reais, tendo em vista que o reajuste tarifário contempla atualização monetária da parcela B, assim como os investimentos realizados durante o ciclo tarifário são corrigidos pela inflação quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

78. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) são remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de 0,73% a.a., e os recursos da RGR não destinados ao PLpT serão remunerados ao custo da menor captação de recursos de terceiros disponíveis às distribuidoras de energia elétrica, de 2,88% a.a. em termos reais.

b. Remuneração do Capital (RC)

79. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme formulação a seguir:

$$RC = (BRRI - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{rgr} + RC_{OE} \quad (9)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRI: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;

r_{WACC_{pré}}: Custo Médio Ponderado de Capital Real antes dos Impostos;

r_{RGR}: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

80. Para o cálculo da taxa de retorno, utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \quad (10)$$

onde:

r_{wacc}: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

r_p: custo do capital próprio real depois de impostos;

r_d: custo da dívida real depois de impostos;

P: capital próprio;

D: capital de terceiros ou dívida;

V: soma do capital próprio e de terceiros;

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Fls. 49 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

81. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiro.

82. Para a determinação da estrutura ótima de capital a ser aplicada, partiu-se do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, em um período de 4 anos consecutivos.

83. Para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model). O modelo CAPM construído para o cálculo da remuneração de ativos de distribuição de energia elétrica no Brasil tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$r_P = r_{NTN-b} + \beta \cdot (r_m - r_f) + pr_A \quad (11)$$

onde:

r_P : remuneração do capital próprio;

r_{NTN-b} : remuneração do título público brasileiro;

β : beta do setor regulado;

$r_m - r_f$: prêmio de risco do mercado estadunidense, formado pela diferença de referência entre o r_m (taxa de retorno do mercado estadunidense) e a r_f (taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense); e

pr_A : prêmio de risco da atividade.

84. Para o custo de capital de terceiros, adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_T = r_{Deb} + ce_{Deb} \quad (12)$$

onde:

r_T : remuneração do capital de terceiros;

r_{Deb} : rentabilidade das debêntures; e

ce_{Deb} : custo de emissão das debêntures.

85. A tabela a seguir ilustra o cálculo do custo médio ponderado de capital para uma concessionária que tenha alíquota de 34% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL).

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69



Fls. 50 Nota Técnica nº 42/2024-STR/ANEEL, de 27 de março de 2024.

Tabela II.1. Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC

Custo de Capital	
Proporção de Capital Próprio (P)	57,82%
Proporção de Capital de Terceiros (D)	42,18%
Remuneração do título público brasileiro	5,83%
Beta médio alavancado (β)	0,4480
Prêmio de risco do mercado EUA ($r_m - r_f$)	6,46%
Prêmio de risco da atividade (βr_A)	0,51%
Prêmio de risco do negócio e financeiro (λ)	3,40%
Custo de capital próprio	9,23%
Debêntures (r_{Deb})	6,73%
Custo de emissão (ce_{Deb})	0,37%
Impostos	34%
Custo de dívida real	7,10%
Custo Médio Ponderado	
WACC real antes de impostos*	11,08%
WACC real depois de impostos	7,32%

* Para empresas com alíquota de IRPJ/CSLL de 34%

86. Para aplicação tarifária, considera-se o WACC real depois do benefício tributário dos impostos do percentual de impostos a serem pagos. Assim, a equação anterior será aplicada às tarifas dos consumidores como se segue abaixo:

$$r_{WACC_{pré}} = \frac{(P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d}{1-T} \quad (13)$$

87. Tendo em vista que as alíquotas de IRPJ e CSLL estão sujeitas a tratamento legal diferenciado, de acordo com as especificidades da distribuidora, podendo resultar em alíquotas finais inferiores ao valor de 34%, serão consideradas as seguintes alíquotas:

- para concessionárias isentas, imunes ou não sujeitas à tributação da renda, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero);
- para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%, proporcionalmente à receita faturada na área de concessão sujeita ao benefício fiscal;
- para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

88. Para aplicação tarifária, considerar-se-ia o WACC conforme tabela abaixo:

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

Processo nº 48500.005976/2023-69

