

Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL

Em 07 de junho de 2024.

Processo nº: **48500.006299/2023-04**

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Minas Rio - Distribuidora de Energia S.A. – EMR 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 Minas Rio - Distribuidora de Energia S.A. – EMR, a vigorar a partir de 22 de junho de 2024, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 40/1999 e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo II desta Nota Técnica.

II - DOS FATOS

2. A EMR, sediada na cidade de Cataguases - MG, atende aproximadamente 606 mil de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 1,29 bilhão.

3. A Tabela 1 apresenta o número de unidades consumidoras, o consumo mensal de energia e a participação percentual de cada classe consumidora.

* 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



Fls. 2 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	492.429	73.219	40,9%
Industrial	4.095	53.335	29,8%
Comercial	45.250	20.674	11,5%
Rural	57.560	11.475	6,4%
Iluminação Pública	209	7.544	4,2%
Poder Público	4.885	5.033	2,8%
Serviço Público	931	4.329	2,4%
Demais classes	168	3.505	2,0%
Total	605.527	179.114	100%

Fonte: SAMP – competência abril/2024.

4. Na 34ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 13 de setembro de 2022, relativamente ao Processo nº 48500.005211/2021-67 e com base nos resultados da CP 025/2022, a Diretoria Colegiada decidiu, por meio da REA nº 12.177/2022, autorizar o agrupamento das áreas de concessão das empresas Energisa Minas Gerais - EMG e Energisa Nova Friburgo - ENF a partir de 1º de dezembro de 2022.
5. Em 14/4/2022 foi assinado o Sexto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 040/1999, estabelecendo a área de concessão da Energisa Minas Rio Distribuidora de Energia S.A. – EMR, resultante das duas distribuidoras originais citadas.
6. Em 20/06/2023, foi homologado o Reajuste Tarifário Anual para EMR, por meio da Resolução Homologatória nº 3.210/2023. O reajuste representou, em média, uma variação das tarifas de 4,05% para os consumidores da antiga EMG e de -2,31% para os consumidores da antiga ENF.
7. No âmbito daquele processo de reposicionamento tarifário, foi apresentado pedido de reconsideração pela Energisa Minas Rio - EMR, o qual teve o seu mérito conhecido, porém negou-se provimento, por intermédio do Despacho nº 4.789, de 12/12/2023.
8. Em 27/05/2024, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF encaminhou o Memorando nº 99/2024-SFF/ANEEL¹, com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.

¹ Documento SIC nº 48536.003297/2024-00.

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

9. Em 28/05/2024, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica – SGM, pelo Memorando nº 59/2024-SGM/ANEEL², encaminhou informações a respeito dos contratos bilaterais vigentes de compra e venda de energia elétrica celebrado pela EMR.

10. Em 21/05/2024, por intermédio da correspondência eletrônica³, a EMR encaminhou as informações relacionadas ao cálculo tarifário para reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores, previstos na REN 1.000/2021, bem como de arrecadação dos encargos de CDE Covid e de Escassez Hídrica.

11. Em 05/06/2024, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais⁴ que impossibilitem o reposicionamento tarifário, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004

12. Em 05/06/2024, conforme previsto no Submódulo 10.2 do PRORET, foi encaminhado, por e-mail, a proposta de cálculo do reajuste tarifário ao conselho de consumidores e à EMR⁵.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

13. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2024 da EMR conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de -1,76%, sendo de 2,29%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -2,77%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

² Documento SIC nº 48550.000951/2024-00.

³ Documento SIC nº 48580.001889/2024-00.

⁴ Documento SIC nº 48580.001893/2024-00.

⁵ Documento SIC nº 48580.001894/2024-00.

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



Fls. 4 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

Tabela 2: Efeito médio por Subgrupo

SUGBRUPO	VARIAÇÃO
Alta Tensão (AT)	2,29%
A2(>88 kV < 138kV)	-9,78%
A3 (>69 kV)	-0,02%
A4 (>2,3kV < 25kV)	3,43%
Baixa Tensão (BT)	-2,77%
B1 (Residencial)	-2,77%
B2 (Rural)	-2,77%
B3 (outros)	-2,77%
B4 (Iluminação Púb.)	-2,77%
Efeito Médio (AT + BT)	-1,76%

14. O efeito médio de -1,76% decorre:
- (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no PRORET, para a formação da Receita Requerida;
 - (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes;
 - (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento; e
15. Cabe esclarecer que a diferença entre os efeitos médios indicados na Tabela 2 decorre da variação dos itens de custo arrecadados pelas tarifas aplicadas à cada grupo, conforme Submódulo 7 do Proret.
16. A diferença no efeito médio observada entre os consumidores da Alta e Baixa tensão deve-se a redução dos custos de energia de revenda que impactam os consumidores cativos, em sua maioria na baixa tensão. Por outro lado, o aumento dos custos de distribuição e com contrato de uso de distribuição (CUSD) que impactam os todos os consumidores. Ademais, foi realizado um primeiro passo na transição A4 geração de 0,70 para 0,75, o que implicou em maior efeito médio para esse subgrupo.
17. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 1,63%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 1,69%, conforme Tabela 3:

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



Fls. 5 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

Tabela 3: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B

	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	896.289.231	917.393.705	2,4%	1,63%	68,7%
Encargos Setoriais	234.104.210	222.769.068	-4,8%	-0,88%	16,7%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.895.857	1.993.272	5,1%	0,01%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	139.882.226	141.938.118	1,5%	0,16%	10,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	23.329.857	13.679.687	-41,4%	-0,75%	1,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(2.513.155)	(6.522.515)	159,5%	-0,31%	-0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	6.216.971	6.113.318	-1,7%	-0,01%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	8.516.963	9.806.791	15,1%	0,10%	0,7%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	24.164.591	25.865.957	7,0%	0,13%	1,9%
PROINFA	21.299.934	18.702.847	-12,2%	-0,20%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	11.310.966	11.191.593	-1,1%	-0,01%	0,8%
Custos de Transmissão	179.435.555	211.316.819	17,8%	2,47%	15,8%
Rede Básica	21.680.521	23.298.912	7,5%	0,13%	1,7%
Rede Básica Fronteira	3.584.434	4.364.736	21,8%	0,06%	0,3%
Rede Básica ONS (A2)	557.012	557.140	0,0%	0,00%	0,0%
MUST Itaipu	5.554.659	5.693.376	2,5%	0,01%	0,4%
Transporte de Itaipu	7.195.038	13.012.888	80,9%	0,45%	1,0%
Conexão	1.373.318	2.258.452	64,5%	0,07%	0,2%
Uso do sistema de distribuição e CCD	139.490.574	162.131.315,97	16,2%	1,75%	12,1%
Custos de Aquisição de Energia	476.749.409	477.165.510,69	0,1%	0,03%	35,8%
Receitas Irrecuperáveis	6.000.056	6.142.307,61	2,37%	0,01%	0,5%
PARCELA B	395.413.848	417.201.401	5,5%	1,69%	31,3%
IRT	1.291.703.079	1.334.595.107	3,3%	3,32%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(42.085.879)		-3,26%	
CVA em processamento - Energia		(10.932.127)		-0,85%	
CVA em processamento - Transporte		11.908.784		0,92%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		13.039.838		1,01%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(36.574)		0,00%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		(1.923.454)		-0,15%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		3.135.975		0,24%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(6.914.287)		-0,54%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		328.538		0,03%	
Financeiro CDE Eletrobras		(133.593)		-0,01%	
Crédito de PIS/COFINS		(97.144.351)		-7,52%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		1.236.185		0,10%	
Sobrecontratação		24.727.165		1,91%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) de Energia		496.709		0,04%	
Reversão de Risco Hidrológico		(37.593.247)		-2,91%	
Risco Hidrológico		27.475.487		2,13%	
Ajuste CUSD		4.605.801		0,36%	
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 -	1.977.140,51			-0,15%	
Arrecadação de encargo CDE Covid e CDE Escassez dos consumidores migrantes	-	102.590,93		-0,01%	
Recomposição à conta de comercialização de Itaipu - Reversão Bônus Itaipu	27.718.791,58			2,15%	
Despacho 4.863/2023 - Multas CCEARs	-	1.787,07		0,00%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-1,82%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				-1,76%	

18. O Gráfico 1 demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

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



Fls. 6 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

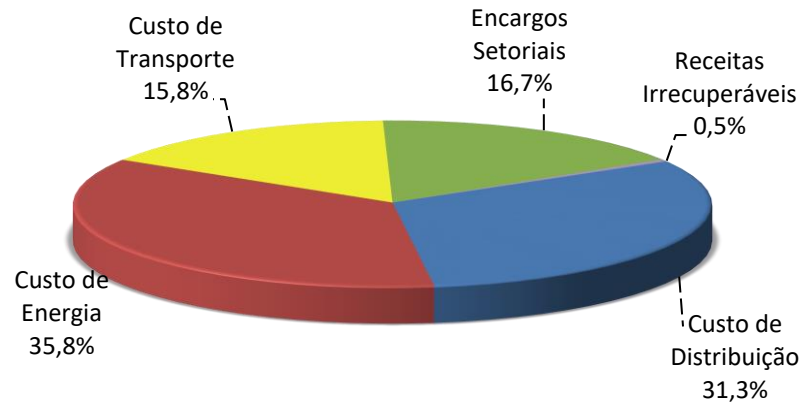


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

19. Já o Gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos⁶, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 18,4% para o ICMS e 3,5% para o PIS e COFINS (total de 21,9% por dentro), o que equivale a uma majoração de 28,1% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

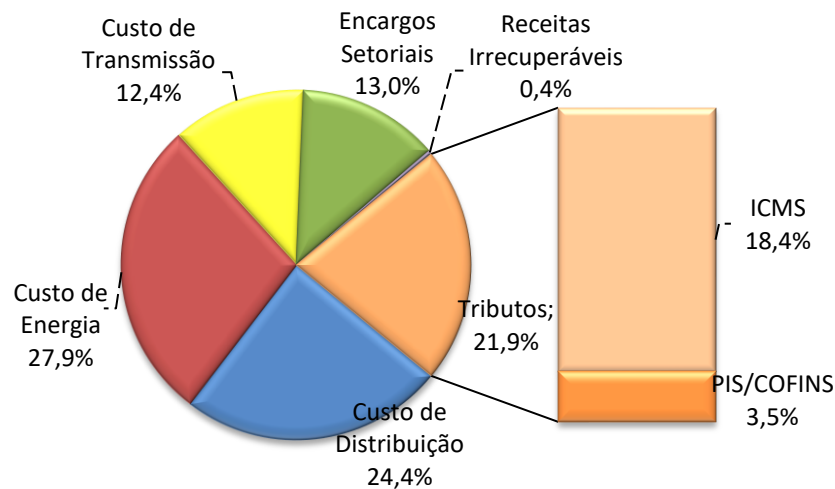


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

⁶ Os percentuais de tributos indicados no gráfico refletem os montantes arrecadados no período de referência.

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



Fls. 7 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

20. Conforme detalhado no Anexo II.

IV.2. Período de Referência

21. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EMR é de junho/2023 a maio/2024.

IV.3. Receita Anual

22. No cálculo da Receita Anual inicial (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, representando um faturamento anual de R\$ 1.291.703.079, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4: Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	1.463.473	1.093.211.061
A4 (2,3 kV a 25 kV)	133.712	106.947.666
BT (menor que 2,3 kV)	1.329.762	986.263.395
Demais Livres	514.977	155.099.950
Distribuição	34.854	9.025.597
Geração	-	34.366.471
Total	2.013.305	1.291.703.079

IV.4. PARCELA A

23. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT), os custos com Encargos Setoriais (ES) e as Receitas Irrecuperáveis (RI), conforme detalhado no Anexo II da presente Nota Técnica.

24. Neste processo tarifário, a Parcela A representou 68,7% dos custos da concessionária, com impacto tarifário de 1,63%.

IV.4.1. Encargos Setoriais

25. Os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na Tabela 5:

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



Fls. 8 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

Tabela 5: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.895.857	1.993.272	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	139.882.226	141.938.118	NT 140/2023 - CP 41/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	23.329.857	13.679.687	DSP 689/2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(2.513.155)	(6.522.515)	Desp. 1.239/2024
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez	6.216.971	6.113.318	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	8.516.963	9.806.791	NT 140/2023 - CP 41/2023
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	24.164.591	25.865.957	DSP 1379/2024
PROINFA	21.299.934	18.702.847	REH 3.291/2023
P&D e Eficiência Energética	11.310.966	11.191.593	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	234.104.210	222.769.068	

26. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de -4,8%, impactou o efeito médio em -0,88%. Esse impacto decorre, principalmente: (i) da redução da CDE conta covid com impacto de -0,75% e do aumento valor da CDE Eletrobrás, que contribui negativamente ao processo, resultando em um impacto de -0,31%

IV.4.2. Transmissão

27. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na Tabela 6:

Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Rede Básica	21.680.521	23.298.912
Rede Básica Fronteira	3.584.434	4.364.736
Rede Básica ONS (A2)	557.012	557.140
MUST Itaipu	5.554.659	5.693.376
Transporte de Itaipu	7.195.038	13.012.888
Conexão	1.373.318	2.258.452
Uso do sistema de distribuição	139.490.574	162.131.316
Total dos Custos de Transporte	179.435.555	211.316.819

28. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 17,8%, impactaram o efeito médio em 2,47%.

29. Esse aumento decorre principalmente da aplicação das novas tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSD - contratados junto à Light, Enel RJ e CEMIG, que implicaram em variação

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



Fls. 9 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

desse item de 16,2% e, por conseguinte, contribuiu para um aumento tarifário de 1,75%.

30. Vale destacar também o aumento de 80,9% do custo de transporte da energia proveniente de Itaipu, que contribuiu para um aumento tarifário de 0,45%. Isso ocorreu porque antiga ENF não era cotista de Itaipu, ao ser unida a antiga EMG, perdeu a condição de suprimento e o seu mercado passou a fazer parte diretamente das cotas de Itaipu, ocasionando um aumento

31. Por fim, tem-se ainda o efeito da aplicação 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 de julho de 2023, com contribuição adicional de 0,25%⁷.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

32. A Tabela 7 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EMR.

Tabela 7: Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	0,31%	0,31%	REH 3.210/2023
Técnica (s/ merc. injetado)	9,77%	9,77%	REH 3.210/2023
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,03%	1,03%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	1.329.762	1.329.762	SAMP

33. A Tabela 8 demonstra os requisitos de energia elétrica a EMR para atendimento ao seu mercado de referência apurado, obtidos pela soma das perdas regulatórias com o mercado de venda da concessionária.

⁷ Efeito combinado dos Custos de Rede Básica, Rede Básica Fronteira e Conexão.

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



Fls. 10 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

Tabela 8: Energia (MWh)

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
Mercado Total (cativo + livres)	1.446.437	1.446.437
Fornecimento	1.446.437	1.446.437
Consumidores Rede B.	-	-
Perdas Totais	262.265	262.265
Perdas Rede Básica	17.346	17.346
Perdas na Distribuição	244.918	244.918
Perda Não Técnica	4.066	4.066
Perda Técnica	240.852	240.852
Energia Requerida	1.708.702	1.708.702

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

34. As fontes de informações referentes a montante e preço, por tipo de contrato, constam da tabela seguinte.

Tabela 9: Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.297/2023
Bilaterais	Montante e preço	Memorando SGM/ANEEL
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
Cota Itaipu	Montante e Tarifa de Repasse de Potência	REH 3.296/2023 e REH 3.303/2023
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

35. A Tabela 10 demonstra o resumo dos 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.

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



Fls. 11 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

Tabela 10: Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	536.757	519.037	224,48	116.513.229
Existente - CCEAR-QTD	5.528	5.345	332,27	1.776.145
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	326.113	315.347	251,85	79.420.813
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	96.234	93.057	177,41	16.508.929
Madeira e Belo Monte	108.881	105.287	178,63	18.807.343
Bilaterais	192.720	494.780	444,83	220.094.770
Barra do Braúna Energética S/A	192.720	186.358	437,30	81.494.476
Rio Glória Energética S/A	66.751	64.548	479,20	30.931.080
Rio Pomba Energética S/A	112.216	108.511	479,20	51.998.311
Rio Pomba Energética S/A (ex-Br)	40.734	39.389	479,20	18.875.265
Zona da Mata - JCP	91.454	88.435	375,20	33.180.482
Zona da Mata - Usinas Embedida	7.797	7.539	479,51	3.615.155
Energia Base	717.473	694.885	202,27	140.557.512
Cota Angra I/Angra II	65.847	63.673	355,16	22.614.193
Cotas Lei n º 12783/2013	289.176	279.629	180,76	50.546.800
Itaipu (tirando as perdas)	329.215	318.347	211,71	67.396.519
PROINFA	33.236	33.236	-	-
Total	1.446.950	1.708.702	279,26	477.165.511

36. A Tabela 11 demonstra a variação dos montantes e dos custos com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

Tabela 11: 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
Existente - CCEAR-QTD	-	5.528	-	-	332,27	-
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	291.890	326.113	11,7%	244,46	251,85	3,0%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	76.282	96.234	26,2%	177,98	177,41	-0,3%
Madeira e Belo Monte	109.179	108.881	-0,3%	168,61	178,63	5,9%
Cota Angra I e Angra II	64.492	65.847	2,1%	347,50	355,16	2,2%
Cotas Lei n º 12.783/2013	337.374	289.176	-14,3%	159,44	180,76	13,4%
Itaipu	335.546	329.215	-1,9%	231,96	211,71	-8,7%
Bilateral	513.074	511.672	-0,3%	454,61	444,83	-2,2%
Proinfa	33.890	33.236	-1,9%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(53.025)	(57.200)	7,9%	261,68	284,80	8,8%
TOTAL	1.708.702	1.708.702	0,0%	279,01	279,26	0,1%

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



Fls. 12 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

37. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a EMR, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de 0,03%. Esse impacto decorre principalmente do aumento dos custos relacionados às cotas das usinas com garantia físicas da 12.783/2013 (CCGF), com contribuição de 0,88%, decorrente da descotização da energia associada às usinas de titularidade da Eletrobrás, o que implicou em redução dos montantes e concomitante aumento dos custos unitários dessa energia.

38. Por outro lado, os custos com contratos bilaterais, que são em sua maioria atualizados pelo IGP-M⁸, provocaram uma redução tarifária de -0,42%. Ademais, o custo com a energia proveniente de Itaipu provocou uma redução tarifária 0,51%, em razão da redução do preço desde o último processo tarifário. A figura seguinte ilustra a as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

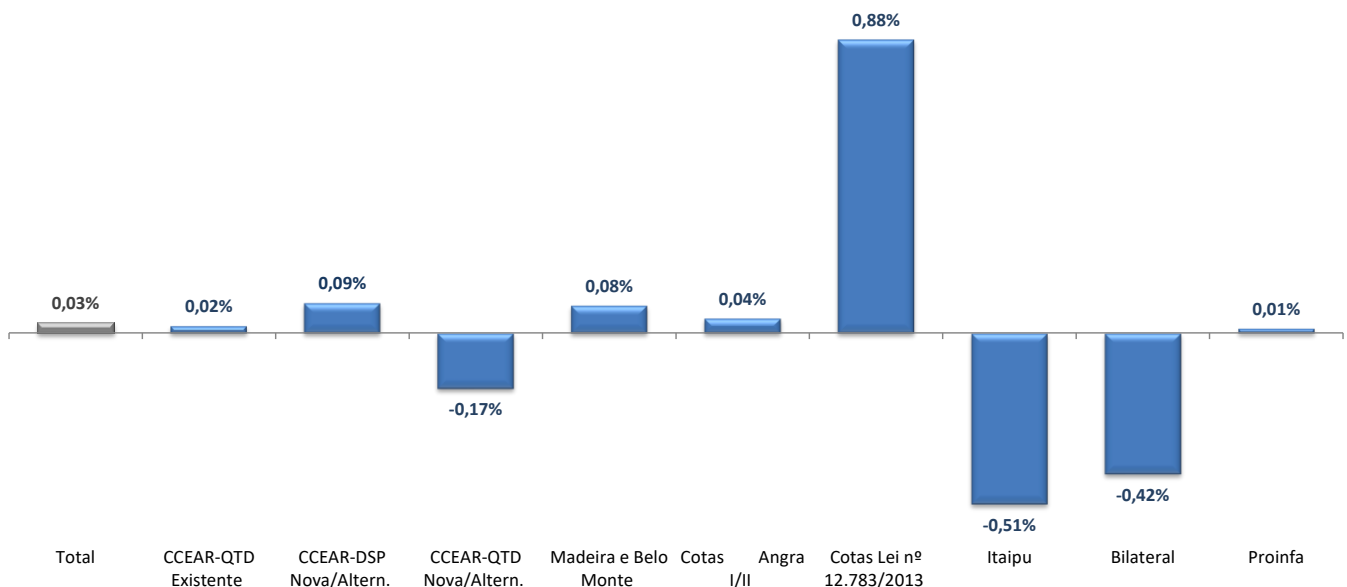


Gráfico 3: Comparação da variação do custo de energia

IV.4.4. Receitas Irrecuperáveis (RI)

39. A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. A tabela 12 apresenta o resultado do cálculo do valor a ser considerado nesta revisão tarifária.

⁸ O Índice sofreu uma redução de 0,34% no período de referência.

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



Fls. 13 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

Tabela 12. Receitas Irrecuperáveis

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R\$)	Percentual RI	Reais RI
Residencial	619.469.383	0,53%	4.187.820
Industrial	218.894.045	0,28%	781.779
Comercial	181.398.288	0,36%	832.967
Rural	107.550.232	0,24%	329.242
Iluminação Pública	40.010.685	0,00%	-
Poder Público	41.155.453	0,02%	10.499
Serviço Público	37.325.736	0,00%	-
Demais	45.899.257	0,00%	-
TOTAL	1.291.703.079	-	6.142.308

40. Neste processo, as receitas irrecuperáveis variaram 2,36%, em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,01% no efeito médio.

IV.5. PARCELA B

41. A Tabela 13 demonstra o cálculo da Parcela B na data em processamento e respectivos parâmetros associados:

Tabela 13: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	395.413.848	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,05445	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	416.944.339	SGT/ANEEL
(4) IPCA	3,84%	IBGE
(5) Fator X	-1,70%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	0,44%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	-1,89%	REH 3.210/2023
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,24%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	22.836.643	
(6.1) Outras Receitas (OR)	17.263.882	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	2.829.193	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	2.743.568	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	417.201.401	

42. A atualização da Parcela B representou 1,69% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA, de 3,84%, no período de referência, descontada do Fator X, de -1,70%.

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



Fls. 14 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

43. A Tabela 14 consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 14: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(10.932.127)	-0,85%
CVA em processamento - Transporte	11.908.784	0,92%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	13.039.838	1,01%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(36.574)	0,00%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(1.923.454)	-0,15%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	3.135.975	0,24%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(6.914.287)	-0,54%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	328.538	0,03%
Financeiro CDE Eletrobras	(133.593)	-0,01%
Crédito de PIS/COFINS	(97.144.351)	-7,52%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	1.236.185	0,10%
Sobrecontratação	24.727.165	1,91%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) de E	496.709	0,04%
Reversão de Risco Hidrológico	(37.593.247)	-2,91%
Risco Hidrológico	27.475.487	2,13%
Ajuste CUSD	4.605.801	0,36%
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)	(1.977.141)	-0,15%
Arrecadação de encargo CDE Covid e CDE Escassez dos consumidores migrantes	(102.591)	-0,01%
Recomposição à conta de comercialização de Itaipu - Reversão Bônus I	27.718.792	2,15%
Despacho 4.863/2023 - Multas CCEARs	(1.787)	0,00%
Total	(42.085.879)	-3,26%

44. Conforme indicado na tabela acima, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuirão com o efeito de -3,26% no atual reajuste tarifário, com destaque para os seguintes itens:

- a) **Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento (Efeito de 1,09%).** Esse resultado decorre da diferença entre a cobertura concedida para os itens de Energia, Transporte e Encargos nos processos tarifários anteriores e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA. Individualmente, estes itens contribuirão para formação da CVA, respectivamente, em -0,85%, 0,92% e 1,01%.

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



Fls. 15 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

- b) Sobrecontratação/Exposição de Energia (efeito de 1,91%).** Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (Sobrecontratação) observado no período de apuração da CVA, e com base em dados fornecidos pela CCEE. Cabe observar que, após 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 I 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) 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 EMR informou que o volume contabilizado para o presente processo foi de R\$ 1,97 milhões, o que representa um efeito de -0,15% no resultado;
- d) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes.** Por correspondência, foi solicitado à EMR 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\$ 102,6 mil, correspondendo ao efeito tarifário de -0,01%;
- e) Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás.** Trata-se do financeiro correspondente ao valor líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre os valores repassados à EMR em maio de 2023, conforme Despachos nº 1.120/2023, respectivamente, 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\$ -133,6 mil, implicando no efeito de -0,01%;
- f) Reversão dos créditos de PIS e COFINS (efeito de -7,52%).** 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

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



Fls. 16 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

Receita Federal do Brasil, a EMR já teria aproveitado R\$ 96,8 milhões (descontando-se os tributos incidentes sobre as operações) entre fevereiro/2022 e maio/2024. Assim, considerando que a distribuidora antecipou o montante, de R\$ 61,5 milhões (valores históricos atualizados) nas tarifas aos consumidores nos anos de 2022 e 2023, e considerando-se a reversão previsão de compensação mensal de 5,1 milhões, indicada pela SFF, obteve-se o valor de R\$ 97,1 milhões a ser revertido no presente processo tarifário. A tabela seguinte resume a situação.

Tabela 15: Demonstrativo de cálculo do financeiro de créditos PIS/COFINS

Item	Total Nominal	Total Atualizado (junho/2024)
Estimativa das compensações de créditos de Pis/Cofins (até maio/2024)	94.454.226	103.696.036
Tributos incidentes sobre atualização financeira - PIS/Cofins (até maio/2024)	(5.413.591)	(6.851.182)
Recolhimento de IR/CSLL (até maio/2024)	-	-
(i) Valor de compensações atualizado líquido de tributos		96.844.854
Reversão RTA 2021	-	-
Reversão RTA 2022	(9.278.342)	(11.791.911)
Reversão RTA 2023	(44.360.433)	(49.680.586)
Reversão RTA 2024	-	-
(ii) Total de reversões		(61.472.498)
(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)		35.372.357
Estimativa de disponibilidade de saldo junto à RFB para compensações		215.141.387
Projeção mensal de compensações futuras		5.147.666
(iv) Projeção de compensação futura (12 meses), limitada a disponibilidade de saldo		61.771.994
Créditos de PIS/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii + iv)		97.144.351

45. No Anexo II desta Nota Técnica, constam informações adicionais a respeito dos demais componentes financeiros.

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

46. A Tabela 16 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de junho/2024 a maio/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 junho/2023 a maio/2024.

Tabela 16: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	832.480	3.972.096	4.804.576
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(10.547)	1.508.698	1.498.152
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(17.450)	25.358	7.908
Subsídio SCEE	(849.946)	587.796	(262.149)
Total	(45.463)	6.093.949	6.048.486

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



Fls. 17 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

47. 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 ao Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 40/1999-ANEEL.

VII - DA CONCLUSÃO

48. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 40/1999, no que consta do Processo nº 48500.006299/2023-04 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da EMR, com vigência a partir de 22 de junho de 2024, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -1,76% sendo de 2,29% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de -2,77% 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 EMR;
- 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.

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



Fls. 18 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

VIII - DA RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAUJO SILVA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
FABIANO COSTA CAMILO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO
Coordenadora Adjunta de Gestão Tarifária de
Distribuição

(Assinado digitalmente)
FLAVIA LIS PEDERNEIRAS
Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

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

(*) Relação de participantes da STR na elaboração desta Nota Técnica consta de tabela na página seguinte.

* 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

Doc. SIC nº 48500.006299/2023-00



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação CE9480D5007B5C85

Fls. 19 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

Equipe	Atividade
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador - Gestão Tarifária de Distribuição
Cecília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta - Gestão Tarifária de Distribuição- Responsável pelo processo Tarifário
Robson Kuhn Yatsu	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado
Adriano Almeida Trindade	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
André Valter Feil	Coordenador Adjunto – Encargos e Comercialização
Fabiano Costa Camilo	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
Wendell Cassemiro da Silva	Coordenador Adjunto - Gestão Tarifária de Transmissão
Daniel Márcio Abreu Borges	Encargos de RB e Conexão

ANEXO I – RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADOS DO MCP

ANEXO II – METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

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



Fls. 20 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

ANEXO I

Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados 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	3.749.657,75	0,00	3.749.657,75	3.942.383,44	4.150.102,44
CDE Energia	-0,04	0,00	-0,04	-0,05	-0,05
Rede Básica	6.172.924,07	0,00	6.172.924,07	6.568.516,41	6.914.602,91
Compra de Energia	-21.843.311,31	12.035.452,28	-9.807.859,03	-10.384.957,06	-10.932.126,79
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	4.484.810,17	0,00	4.484.810,17	4.744.214,50	4.994.180,92
Proinfa	-910.554,84	0,00	-910.554,84	-940.514,53	-990.069,01
ESS	13.222.370,99	-4.370.137,29	8.852.233,69	9.385.305,05	9.879.804,43
CVA Total	4.875.896,79	7.665.314,99	12.541.211,78	13.314.947,77	14.016.494,86

* 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 1,09% 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 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

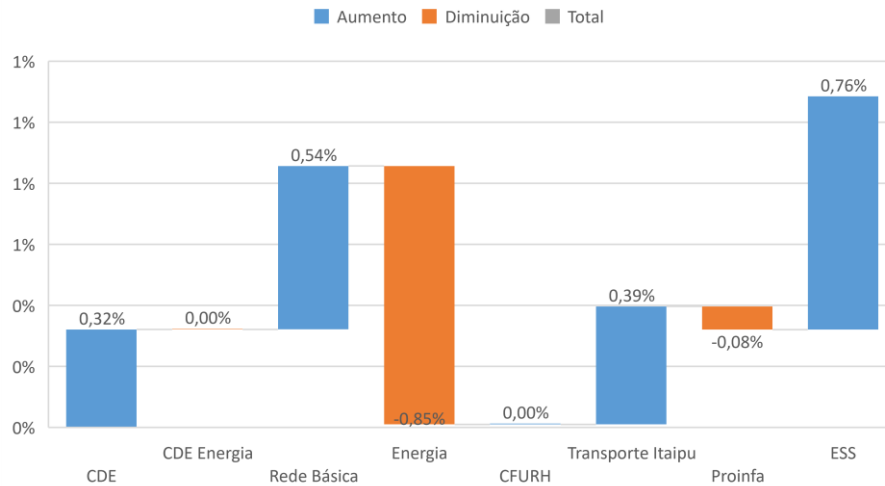


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 0,52% 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 $PLD < CVU \leq CMO$), 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.



Fls. 22 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

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\$)
abr-23	43.936,37	2.570.222,88	-	-	-
mai-23	53.931,29	2.829.333,59	-	-	-
jun-23	55.520,23	2.663.465,59	-	-	-
jul-23	70.001,48	2.564.304,10	-	-	-
ago-23	76.615,01	2.439.247,33	-	-	0,94
set-23	177.429,44	1.778.997,53	-	-	613,60
out-23	294.944,64	2.363.937,24	-	-	820,84
nov-23	1.238.817,60	2.440.590,39	-	-	2.702,34
dez-23	1.433.578,11	2.465.752,66	-	-	1.934,40
jan-24	650.116,60	2.530.085,08	-	-	1.635,35
fev-24	38.151,83	2.837.448,37	-	-	69,74
mar-24	344.742,03	2.996.842,66	-	-	53,22
Total	4.477.784,63	30.480.227,42	0,00	0,00	7.830,43

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.

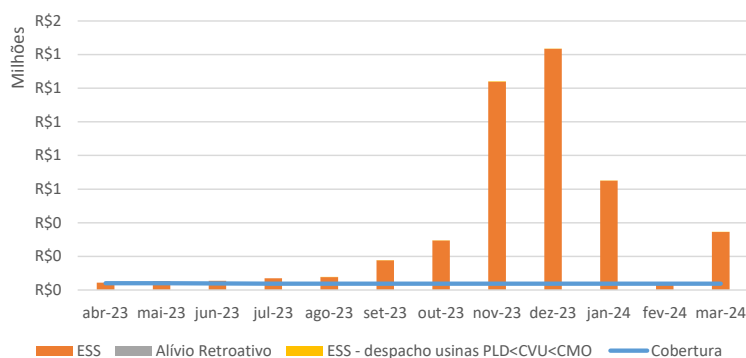


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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



Fls. 23 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

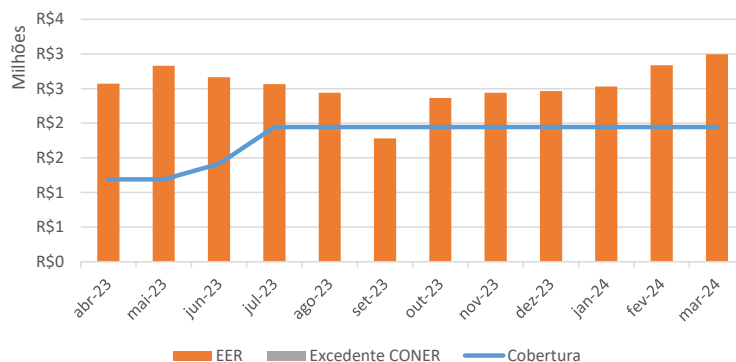


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	4.485.615,06	465.826,44	4.019.788,62
EER	30.480.227,42	21.277.645,05	9.202.582,37

Compra de Energia

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

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	178.929	10,3%
CCEAR-D	289.964	16,7%
MCS D	-	0,0%
CCEN	64.962	3,8%
PROINFA	33.771	2,0%
Itaipu	334.254	19,3%
BILATERAL	529.461	30,6%
CCGF	347.490	20,1%
GP	-	0,0%
MCS D EN	(47.530)	(2,7%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	1.731.302	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

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



Fls. 24 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

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.

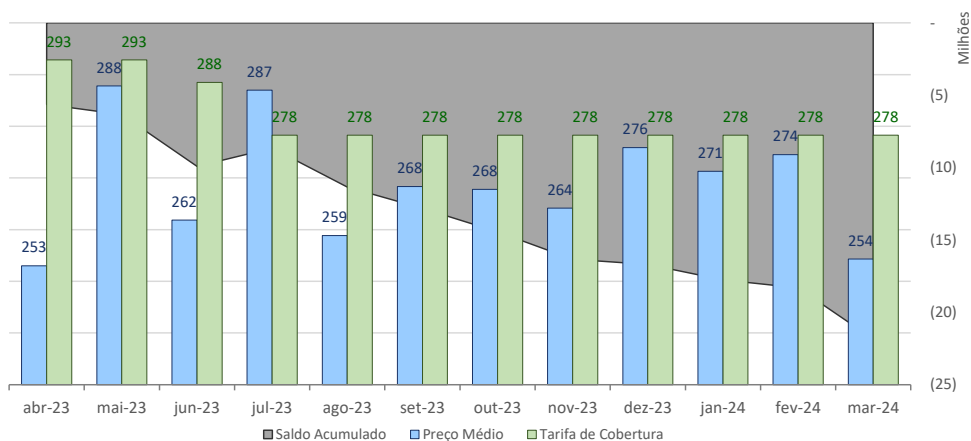


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	79.553,05
Recontabilização da Glosa de Perdas	365,79
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 146.715,67
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	7.085.931,32
Efeito Disponibilidade - CCEN	193.521,47
Exposição entre Submercados	- 77.171,93
Risco Hidrológico - Itaipu	1.865.993,72
Risco Hidrológico - CCGF	1.083.509,97
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	2.625.150,08
Demais Itens	- 652.915,84
Recontabilização - Acrônimos CCEE	36.865,80
MAC - Energia	88.157,31
Recontabilização dos MAC - Energia	- 967,62
Receita de Bandeiras Alocada Energia	26.193,75
Ressarcimentos	- 172.018,91
Total	12.035.452,28

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	8.016,05
Efeito do CCGF	7.886,58
Efeito do CCEN	1.128,51
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	361,70
Exposição financeira entre submercados	1.030,08
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	18.442,88
Total	36.865,80

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.



Fls. 26 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

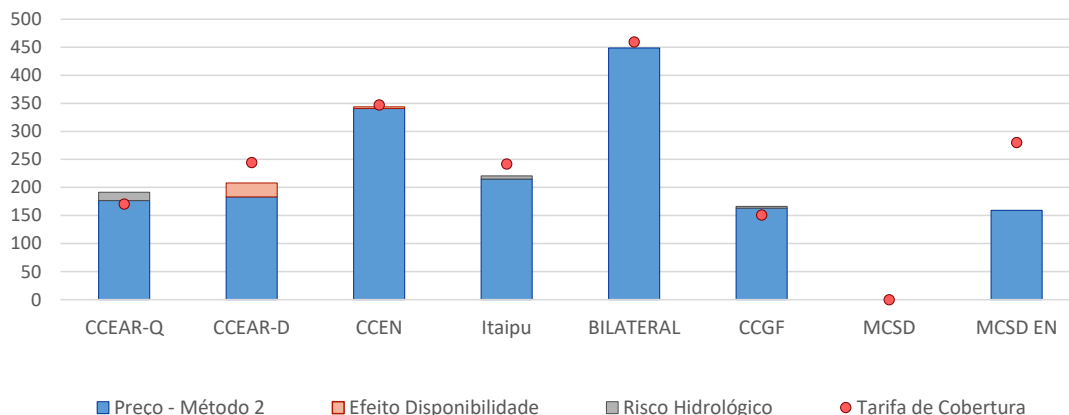


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -0,85% 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.

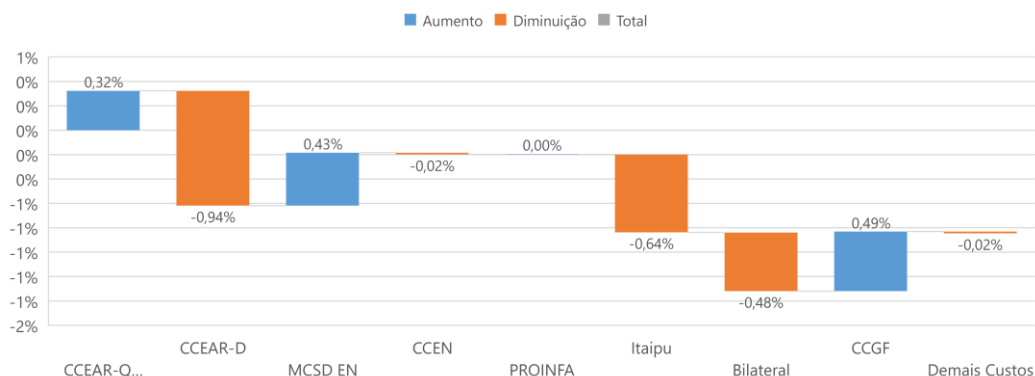


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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.

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



Fls. 27 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

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	-0,40%
CCEAR-Q/MCSD	0,09%
MCSD EN	0,43%
CCEN	-0,03%
Itaipu	-0,81%
Bilateral	-0,48%
CCGF	0,39%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-0,44%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	-0,44%
Demais Custos	-0,02%
Total	-0,85%

* Efeito conjugado 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.

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\$)
abr-23	101.403	129.134	127.420	1.714	263,57	292,84	-50.168
mai-23	91.667	128.519	126.813	1.706	298,33	292,84	9.365
jun-23	88.788	123.263	121.627	1.636	269,80	288,47	-30.560
jul-23	107.991	129.455	127.736	1.719	294,51	278,28	27.888
ago-23	113.304	131.118	129.377	1.741	266,96	278,28	-19.716
set-23	116.289	130.854	129.116	1.737	276,56	278,28	-2.998
out-23	119.384	144.072	142.159	1.913	274,97	278,28	-6.346
nov-23	128.551	144.818	142.895	1.923	272,52	278,28	-11.081
dez-23	126.975	146.791	144.842	1.949	285,44	278,28	13.949
jan-24	125.276	141.433	139.556	1.878	281,49	278,28	6.025
fev-24	122.059	132.133	130.378	1.754	284,17	278,28	10.326
mar-24	123.871	146.743	144.795	1.948	264,82	278,28	-26.237
abr-24	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.365.559	1.628.332	1.606.714	21.618	277,68	281,36	-79.553,05
% perda s. mercado venda		19,24%	17,66%				

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



Fls. 28 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

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 01/04/2023 e 01/03/2024, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ R\$24.636.021,86 a preços de junho de 24.
- Para o ano civil de 2023: Sobrecontratação de energia de 123.067 MWh, que representa 7,60% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o montante de exposição/sobrecontratação involuntária definitivo e o valor repassado neste processo tarifário deverá ser considerada em processo tarifário futuro.
- 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\$ 91.142,90.

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

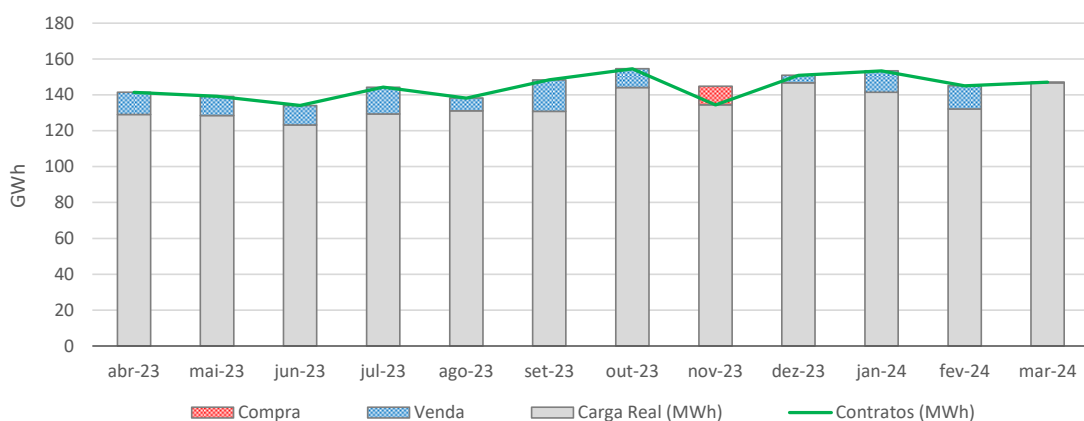


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

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



Fls. 29 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

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.

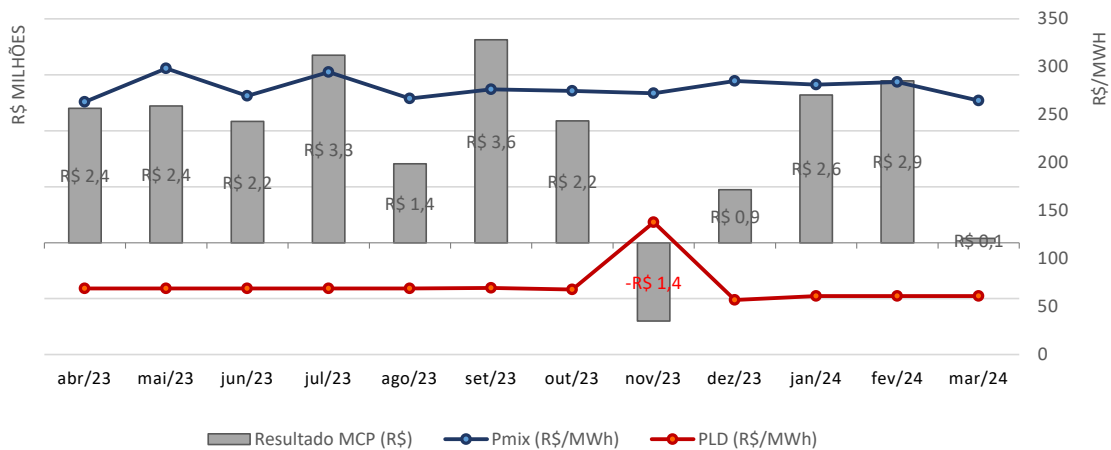


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

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.

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 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

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*	-0,44%
Risco Hidrológico de CCGF	0,10%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,23%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,17%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,94%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,91%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,80%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,32%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,79%
III - Receitas de MCP e ESS	2,67%
Resultado MCP	R\$24.727.164,76
Diferença de Preços entre Submercados**	-R\$85.111,20
ESS + CONER	R\$9.879.804,43
IV - Receita Excedente (I + II + III)	-0,68%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,14%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,22%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,13%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,19%

* 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 -0,68%.

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 -0,41%¹¹.

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. 31 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	-0,40%
CCEAR-Q/MCSD	0,09%
MCSD EN	0,43%
CCEN	-0,03%
Itaipu	-0,81%
Bilateral	-0,48%
CCGF	0,39%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	0,00%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	-0,02%
Total	-0,41%

* 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. Para o período de abril de 2023 a março de 2024, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 6,33%.

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



Fls. 32 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

ANEXO II – METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que ainda não assinaram 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 deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)¹², 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 RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1 A	Procedimentos Gerais	1.4 C	01/03/2022
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4 A	Encargos Setoriais	1.1	06/12/2022
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	01/03/2022
4.2 A	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.4	06/12/2022
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	1.3	10/02/2023
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0 C	01/03/2022
5.4	Encargo de Energia de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0 C	01/03/2022
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1 C	01/03/2022
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

¹² O PRORET pode ser acessado em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/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 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

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	1.10 C	01/04/2024
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2 C	01/03/2022

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço adequado e remunerar o capital investido, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

5. Segundo descrito no Contrato de Concessão, e seus aditivos, a Receita Requerida da concessionária (RR) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Receita Requerida é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo tributos incidentes, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

6. A Parcela A é a parcela da receita que contempla os custos referentes aos seguintes itens: (i) Encargos Setoriais; (ii) Energia Elétrica Comprada; (iii) Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica; e (iv) Receitas Irrecuperáveis.

7. A Parcela B é composta pela parcela da receita associada a custos operacionais e de capital eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica.

8. Dessa forma, em cumprimento ao contrato de concessão, a Receita Requerida calculada pela ANEEL nos reajustes tarifários anuais obedece à seguinte equação:

$$RR = VPA + VPB$$

onde:

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A considerando as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o Mercado de Referência, podendo contemplar ajustes e previsões, conforme regulação da ANEEL e legislação setorial;

VPB: Valor resultante da aplicação da tarifa correspondente aos itens que compõem a Parcela B, vigente na Data de Referência Anterior, ao Mercado de Referência, atualizado pela diferença entre o Índice de Variação da Inflação (IVI) e o Fator X;

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



Fls. 34 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

IVI: *númENEL RJ índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do IBGE, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o índice considerado no último reposicionamento tarifário;*

Fator X: *Nos processos de revisão tarifária ordinária serão estabelecidos os valores ou a forma de cálculo do Fator X, com o objetivo de repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no setor de distribuição de energia elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, que poderão contemplar estímulos à melhora na qualidade do serviço e à eficiência energética, conforme regulação da ANEEL.*

Data de Referência Anterior: *Data do último reposicionamento tarifário;*

Mercado de Referência: *composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência; e*

Período de Referência: *12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento, quando for o caso.*

9. A aludida Cláusula Sexta do citado termo aditivo estabelece que nos reajustes e revisões tarifários ordinários a ANEEL garantirá a neutralidade aos itens da Parcela A, a ser considerada nos ajustes da receita da distribuidora, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados no reposicionamento tarifário anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.

III.PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

10. O período de referência para o reajuste anual corresponde ao ciclo de doze meses, entre o mês do processo tarifário anterior e o mês anterior ao atual processo de reajuste.

B. Cômputo da Receita Anual

11. No cálculo da Receita Anual inicial (RA₀) 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

12. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Receitas Irrecuperáveis; (ii) Energia Elétrica Comprada; (iii) Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica; e (iii) Encargos Setoriais.

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



Fls. 35 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

13. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 2,6A, 3.2A, 3.3A, 3.4A do PRORET, respectivamente.

1. Encargos Setoriais

14. 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

15. 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;
- 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;

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

- i) quota anual de **CDE Uso**. 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

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



Fls. 36 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

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 intermédio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 2020, 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 coronavírus. 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;

iii) quota anual da **CDE – Conta-Escassez (TUSD e TE)**. De acordo com a REN nº 1.008, de 15 de março de 2022, essa quota destina-se a receber recursos para cobrir, total ou parcialmente, os custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, e os diferimentos de que trata o § 1º-I do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e regular a utilização do encargo tarifário da CDE, para fins de pagamentos e recebimentos de valores;

iv) quota anual da **CDE – GD**. Trata-se de encargo que visa operacionalizar a transferência de recursos para compensar perdas de receitas tarifárias de distribuidoras com unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, nos moldes da Lei nº 14.300, que instituiu o Marco Legal da micro e minigeração distribuída – MMSGD; e

v) quota anual da **CDE – Eletrobrás**. Nos termos do inciso I do art. 4º da Lei 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), estabeleceu que a Eletrobras aportará na CDE, para fins de modicidade tarifária, o montante correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos, cuja quota, fixada neste processo tarifário, corresponde à publicada anualmente pela STR/ANEEL, utilizando o fator de garantia física como parâmetro de rateio entre as demais concessionárias.

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

17. 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 cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET.

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



Fls. 37 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

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

18. 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.

19. 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

20. 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)

21. 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 185/2015-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.

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

22. 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.

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



Fls. 38 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

23. 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

24. 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.

25. 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, valoradas pelas tarifas vigentes homologadas em junho de cada ano.

b. Custo de Conexão

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

27. 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.

28. 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.

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



Fls. 39 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

29. 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

30. 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

31. 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

32. 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.

33. 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*”.

34. 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.

35. 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

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



Fls. 40 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência, conforme Decreto nº 7.246, de 28/07/2010; as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei nº 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

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 nº 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 no Submódulo 12.6 do PRORET;

v) **Cotas de Angra I e II**: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; a metodologia para o cálculo dos montantes encontra-se descrita no Submódulo 12.6 do PRORET;

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 700 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei nº 9.074, de 7/7/1995, com redação dada pela Lei nº 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;

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



Fls. 41 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

x) **Geração Distribuída**: energia elétrica proveniente de empreendimentos que se enquadram no disposto no Art. 14 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, conforme regras estabelecidas no Art. 15 do mesmo decreto.

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

36. 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 (técnicas e não técnicas na distribuição 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.

37. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas representam o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais na distribuição e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

38. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica¹³.

39. 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. Valoração da Compra de Energia

40. O Art. 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

¹³ De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

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



Fls. 42 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

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.

41. 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.

42. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹⁴ considerando o período de referência em questão.

43. 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.

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

D. Cômputo da Parcela B

45. Submódulo 3.1A do PRORET, o cômputo da Parcela B é efetuado considerando-se as condições vigentes e o Mercado de Referência, VPB0. Dessa forma, o valor final de aplicação da Parcela "B" na Data do Reajuste em Processamento, VPB1, são calculados da seguinte forma:

$$VPB0_i = TUSD_{fio\ B\ vigente} \times Mercado\ Ref$$

$$VPB1_i = VPB0_i \times Fator\ Pb_{i-1} \times (IPCA - X) - OR, UD, ER_i$$

Onde:

VPB0_i: Valor da Parcela B, considerando as tarifas de aplicação vigentes e o mercado de referência;

TUSD fio B Vigente: Valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B;

Mercado Ref: Mercado de referência composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência;

Período de Referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento, quando for o caso;

¹⁴ 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. 43 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

VPB_i: Valor da Parcela B econômico na data do reajuste em processamento;

Fator Pb_{i-1}: Fator de recomposição da Parcela B integral, que retira os valores de Receita Irrecuperável e inclui os valores de OR, UD e ER da Receita Fio B que foram contemplados no processo tarifário anterior,

OR_{DR1}: Valores de Outras Receitas apurados no período de referência, atualizados conforme o Submódulo 2.7A; e

UD, ER_{DR1}: Valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados entre a Data Referência de Alteração Contratual e DR1, atualizados conforme o Submódulo 2.1A.

46. Portanto, são necessários ajustes na Receita Fio B (VPB0), de modo a retirar os efeitos da presença do componente Receitas Irrecuperáveis (RI) na Parcela B e isolar os efeitos das parcelas correspondentes a Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER), que são apurados considerando o que for efetivamente realizado.

47. Assim, para fazer os ajustes relacionados acima na Receita Fio B (VPB0), aplica-se o Fator Pb_{i-1}, definido como:

$$\text{Fator Pb}_{i-1} = \frac{\text{VPB1}_{i-1} + \text{OR, UD, ER}_{i-1}}{\text{VPB1}_{i-1}}$$

Onde,

VPB_{i-1}: Valor da Parcela B de aplicação, calculada no último processo tarifário; e

OR, UD, ER_{i-1}: Valores de Outras receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados no último processo tarifário.

48. O Fator X¹⁵, definido na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão e regulamentado no Submódulo 2.5A do PRORET, tem por objetivo repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no Setor de Distribuição e os resultados decorrentes de mecanismos de incentivos de eficiência e qualidade. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Fator X} = \text{Pd} + \text{Q} + \text{T}$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

¹⁵ Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5A do PRORET.

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



Fls. 44 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

49. O componente Pd consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustado pela variação observada do mercado e das unidades consumidoras, pois esses são fatores que afetam os ganhos de produtividade das distribuidoras.

50. E o componente T ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. A metodologia de aplicação do componente T é descrita no Submódulo 2.2A – Custos Operacionais do PRORET.

51. Por fim, o valor da componente Q é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores, técnicos e comerciais, e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

52. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET¹⁶.

53. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste tarifário anual são:

1. Neutralidade dos itens da Parcela A

54. O componente financeiro denominado Neutralidade dos itens da Parcela A é resultante das condições definidas pela Lei nº 12.783/2013 e pela Subcláusula Décima Nona da Cláusula Sexta do aditivo contratual aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016, os quais estendem a neutralidade dos Encargos Setoriais para toda a Parcela “A”.

- Os itens da Parcela A definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET estão sujeitos ao cálculo da Neutralidade, bem como os componentes financeiros relacionados à Parcela A (incluindo-se os Demais Componentes Financeiros, o saldo a compensar CVA bem como o próprio financeiro de neutralidade), à exceção da CVA em Processamento, a qual é neutralizada pelo cálculo do saldo a compensar, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002.

¹⁶ Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4A do PRORET 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. 45 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

- A Neutralidade da Parcela A é calculada frente à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.
- Os valores faturados são calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim.
- A Neutralidade dos itens da Parcela A é subdividida em duas categorias:
 - *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza fixa*: Contempla os Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição e os componentes financeiros relacionados à Parcela A.
 - *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza variável*: Custo de Aquisição de Energia, Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, Transporte de Itaipu e Receitas Irrecuperáveis.
- A metodologia de cálculo da Neutralidade dos itens de Parcela A de natureza fixa bem como dos de natureza variável consta do Submódulo 4.4A do PRORET.

2. Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

55. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic¹⁷.
- Em observância ao Submódulo 4.2A e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA_{ENERGIA} e na CVA_{ESS/ERR}, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.
- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.

¹⁷ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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



Fls. 46 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

➤ A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

56. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, deve ser verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário do ciclo anterior foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

57. O repasse da sobrecontratação de energia e da exposição ao mercado de curto prazo é realizado sob a forma de dois componentes financeiros composto pelas seguintes parcelas: (i) apuração do resultado financeiro, decorrente das compras e vendas no mercado de curto prazo, considerando a receita de bandeiras da parcela de exposição; e (ii) ajuste do resultado financeiro, descrito no item (i), observando os limites de repasse de sobrecontratação de energia e de exposição voluntária, após a finalização dos resultados no ano civil. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹⁸.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

58. Ainda de acordo com o Submódulo 4.3 do PRORET, quando ocorrerem recontabilizações de montantes contabilizados de contratos e de carga realizadas pela CCEE, deve ocorrer o repasse da Sobrecontratação de Energia referentes para as competências a partir de janeiro de 2015, o qual será efetuado até 5 anos após seu mês de competência.

6. Demais Componentes Financeiros

59. Serão considerados como Demais Componentes Financeiros (DCF) os seguintes itens: (i) Garantias financeiras de CCEARs; (ii) Penalidade por descumprimento da meta de Universalização; (iii) Compensação por violação de limites de continuidade; (iv) Neutralidade dos encargos setoriais; (v) Descasamento da TUSD Geração; (vi) Descasamento da TUSD Distribuição; (vii) Descasamento das tarifas de permissionárias; (viii) Recálculo de processo tarifário anterior; (ix) Suprimento fora da faixa de tolerância; e (x) Acordo Bilateral de CCEAR; (xi) Previsão de Risco Hidrológico; e (xii) Ajuste modicidade

¹⁸ https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_4_3_v1_OC.pdf

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



Fls. 47 Nota Técnica nº 89/2024-STR/ANEEL, de 07/06/2024.

CDE Eletrobras. A metodologia de cálculo para cada um deles estão elencados no Submódulo 4.4A do PRORET¹⁹ e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

60. Os adicionais de bandeiras tarifárias são definidos pela ANEEL anualmente conforme previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

61. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras, a qual foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e regulamentada por meio do Submódulo 6.8 do PRORET.

62. Uma vez arrecadados na Conta Bandeiras, os recursos são repassados às distribuidoras, considerando os custos efetivamente realizados de geração por fonte termelétrica e de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a respectiva cobertura tarifária vigente.

63. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias e os repasses da Conta Bandeiras devem ser considerados na apuração da CVA_{ENERGIA}, da CVA_{ESS/EER} da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

64. Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; e subclasse cooperativa de eletrificação rural; e serviço público de irrigação; bem como unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, conforme a Lei nº 14.300/2022.

65. E, conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, alterado pelo Decreto nº 9.022/2017, o Gestor da CDE, que é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a STR deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

¹⁹ https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221049_Proret_Submod_4_4A_V1_4.pdf

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