

Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL

Em 08 de abril de 2022.

Processo: **48500.004916/2021-67**

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à EMT - Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2022.

I. DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022 da EMT - Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A, a vigorar a partir de 16 de abril de 2022, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 003/1997 – ANEEL e seus termos aditivos e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo I desta Nota Técnica.

II. DOS FATOS

2. A EMT, sediada na cidade de Cuiabá/MT, atende aproximadamente 1,56 milhão de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual da ordem de R\$ 6 bilhões.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 3564A557006781FD

Fls. 2 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

Tabela 1. Unidades Consumidoras e Consumo Mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	1.245.653	259.787	35,1%
Industrial	18.095	207.757	28,0%
Comercial	99.994	110.508	14,9%
Rural	183.542	88.185	11,9%
Iluminação Pública	674	29.867	4,0%
Poder Público	12.588	27.963	3,8%
Serviço Público	1.508	16.102	2,2%
Demais classes	308	926	0,1%
Total	1.562.362	741.094	100%

* Fonte: SAMP – competência fevereiro/2022.

3. Em 22 de abril de 2021, foi aprovado o Reajuste Tarifário Anual da EMT, conforme Resolução Homologatória – REH nº 2.856/2021, quando as tarifas foram, em média, reajustadas em 8,90%.

4. Importante ressaltar que, as tarifas de aplicação da EMT, constantes da Resolução Homologatória nº 2.672, de 07 de abril de 2020, foram prorrogadas pela Resolução Homologatória nº 2.829, de 06 de abril de 2021, permanecendo entre 8 de abril e 21 de abril de 2021.

5. Em função dessa postergação de vigência das tarifas aprovadas no RTA de 2020 até 21 de abril de 2021, foi necessário no âmbito do atual processo tarifário de 2022 o cômputo de componente financeiro específico, bem como processamento de ajuste de subsídios, em ambos os casos relativos ao período de 8 a 21 de abril de 2021.

6. Em 27 de agosto de 2021, a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à Superintendência de Regulação de Mercado – SRM¹ e à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF².

7. Por intermédio do Ofício Circular nº 08/2021-SGT/SRD/SFF/ANEEL³, de 31 de março de 2021, foi solicitado à EMT informações acerca das receitas previstas no § 3º do Art. 70-A, no § 7º do Art. 88 da REN 414/2010 (Alterada pela REN 714/2016) e § 2º do Art. 9º da REN 376/2009, a serem destinadas à modicidade tarifária.

¹ Memorando nº 155/2021-SGT/ANEEL (SIC 48581.001362/2021-00).

² Memorando nº 153/2021-SGT/ANEEL (SIC 48581.001360/2021-00).

³ Documento SIC nº 48581000515/2021-00.

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

8. No Ofício Circular nº 20/2021-SGT/ANEEL⁴, de 4 de novembro de 2021, foi solicitado à EMT informações sobre Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário, conforme descrito na Nota Técnica nº 237/2020-SGT/ANEEL⁵, de 27/11/2020, da qual foi extraído o seguinte parágrafo:

“27. As distribuidoras deverão informar este valor nos processos tarifários e será considerado como componente financeiro, abatendo do valor da quota ordinária da CDE- COVID alocada na TE, uma vez que este valor irá compor a tarifa paga pelos consumidores pagantes da TE (cativo/suprimento).”

9. Em 23 de novembro de 2021, foi aprovada a Resolução Normativa nº 952/2021-ANEEL, dispondo sobre o ressarcimento ao consumidor dos custos acessórios da Conta-Covid por distribuidoras de energia elétrica. Como consequência foi apurado componente financeiro negativo nesse processo tarifário relativo ao spread da conta covid da EMT.

10. O Memorando nº 23/2022-SRM/ANEEL⁶, de 4 de março de 2022, informou os contratos bilaterais de compra e venda de energia firmados pela concessionária.

11. O Memorando nº 54/2022-SRM/ANEEL⁷, de 10 de março de 2022, a SFF informou sobre a validação dos Pagamentos de itens da Parcela A, Garantias Financeiras da EMT.

12. Em virtude da crise de saúde pública, a SGT não realizou reunião presencial com os representantes da EMT, de modo que os esclarecimentos cabíveis acerca da metodologia do reajuste tarifário anual, seu calendário referencial e demais interações foram realizadas mediante comunicação eletrônica.

13. Diante do cenário de intensa pressão tarifária desde 2020, decorrente da conjuntura socioeconômica adversa trazida pela pandemia da COVID, com indicadores inflacionários atingindo patamares elevados, intensa desvalorização do real frente ao dólar, aliadas a condições desfavoráveis para geração hídrica verificadas em 2021 e um cenário de redução de consumo, foram desenvolvidos pela ANEEL e pelo Poder Concedente, em conjunto com as demais entidades setoriais e em diálogo com as empresas e associações, mecanismos para mitigar parte do aumento tarifário que se observaria neste ano, com o intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Tais mecanismos foram incorporados a esse processo tarifário e estão detalhados no tópico referente a Componentes Financeiros.

14. A EMT encaminhou mensagem eletrônica datada de 8/03/2022, em resposta ao Ofício Circular nº 20/2021-SGT/SRD/SFF/ANEEL, e em 10/03/2022, também por mensagem

⁴ Documento SIC nº 48581.001765/2021-00.

⁵ Documento SIC nº 48581.001953/2020-00.

⁶ Documento SIC nº 48580.000227/2022-00.

⁷ Documento SIC nº 48536.000745/2022-00.

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



Fls. 4 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

eletrônica, informou os valores solicitados por meio do Ofício Circular nº 08/2021-SGT/SRD/SFF/ANEEL.

15. A concessionária, em correspondência de 4 de abril de 2022⁸, protocolou proposta visando a atenuação de impactos tarifários do atual reajuste, solicitando que seja considerada a reversão do valor de R\$ 230 milhões decorrente de êxito da ação judicial movida pela empresa contra a União para devolução de créditos de PIS/COFINS cobrados sobre o ICMS nas contas de energia, como também, o adiantamento da devolução de um ano das receitas advindas de Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativo (ER) que seriam repassados aos consumidores somente na Revisão Tarifária Anual de 2023. O montante ofertado pela distribuidora neste sentido é de R\$ 44.367.392,82 (quarenta e quatro milhões, trezentos e sessenta e sete mil, trezentos e noventa e dois reais e oitenta e dois centavos).

16. Na 11ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 5 de abril de 2022, a Diretoria colegiada da Aneel decidiu prorrogar a vigência das tarifas da EMT, definidas pela Resolução Homologatória nº 2.856, de 22 de abril de 2021⁹.

17. Em 30 de março de 2022, a SGT encaminhou ao Conselho de Consumidores as planilhas de cálculo relativas ao reajuste tarifário anual¹⁰, conforme dispõe a Resolução Normativa - REN nº 652, de 17 de março de 2015.

18. Em 29 de março de 2022, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF¹¹, a EMT se encontra adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

III. DA ANÁLISE

A. Metodologia Aplicada

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

⁸ Carta ENERGISAMT/VP-ANEEL/Nº020/2022, SIC 48513.009936/2022-00.

⁹ As tarifas da distribuidora foram prorrogadas pela Resolução Homologatória nº 3.020, de 05/04/2022.

¹⁰ Documento SIC nº 48581.001074/2022-00.

¹¹ Documento SIC nº 48581.000992/2022-00.

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



Fls. 5 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

B. Período de Referência

20. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EMT é de abril/2021 a março/2022.

C. Receita Anual

21. No cálculo da Receita Anual (RA₀) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, conforme demonstrado na Tabela 2.

Tabela 2. Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	7.392.858	5.263.393.341
A2 (88 a 138 kV)	17.417	9.575.060
A3a (30 kV a 44 kV)	637.736	396.032.524
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.039.314	659.725.520
BT (menor que 2,3 kV)	5.698.391	4.198.060.236
Demais Livres	2.140.931	516.591.587
Distribuição	3.513	19.268.561
Geração	-	228.902.268
Total	9.537.303	6.028.155.756

E. PARCELA A

1. Encargos Setoriais (ES)

22. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas, são definidos em legislação própria e têm seus valores estabelecidos pela ANEEL. Os encargos considerados neste reajuste tarifário, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na Tabela 3:

Tabela 3. Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.826.901	10.958.557	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	640.385.269	873.522.805	NT nº 294/2021 e
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	72.647.460	117.279.466	DSP nº 226/2022
PROINFA	82.326.073	131.009.500	REH nº 2.995/2021
P&D e Eficiência Energética	47.272.081	55.885.600	REN nº 316/2008
Contribuição ONS	184.232	199.184	Contribuição 2021
Total de Encargos Tarifários	852.642.017	1.188.855.112	

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

Fls. 6 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

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

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

24. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na Tabela 4:

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

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	210.892.377	183.878.374
Rede Básica Fronteira	111.062.745	110.723.055
Rede Básica ONS (A2)	4.095.558	4.568.725
Rede Básica Export. (A2)	58.016.302	78.849.732
MUST Itaipu	31.740.296	27.807.435
Transporte de Itaipu	42.952.116	33.453.582
Conexão	15.009.960	16.037.484
Uso do sistema de distribuição	1.445.856	1.413.379
Total dos Custos de Transporte	475.215.210	456.731.765

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

25. Nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores, há que se considerar as perdas de energia, inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica, além daquelas referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição. A Tabela 5 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EMT, ressaltando-se que os percentuais de perdas técnicas e não-técnicas utilizados estão conforme os valores determinados na Revisão Tarifária Periódica de 2018, homologada por meio da REH nº 2.379/2018.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	6,81%	6,74%	REH nº 2.379/2018
Técnica (s/ merc. injetado)	10,04%	10,04%	REH nº 2.379/2018
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,28%	1,40%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	5.698.391	5.698.391	SAMP

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



Fls. 7 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

26. A Tabela 6 demonstra os requisitos de energia elétrica da EMT para atendimento ao seu mercado de referência apurado, obtidos pela soma das perdas regulatórias com o mercado de venda da concessionária.

Tabela 6. Energia Requerida (MWh)

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	7.392.858	7.392.858
Fornecimento	7.392.858	7.392.858
Consumidores Livres	2.144.444	2.144.444
Perdas Totais	1.627.878	1.629.829
Perdas Rede Básica	114.226	124.639
Perdas na Distribuição	1.513.652	1.505.191
Perda Não Técnica	388.150	383.828
Perda Técnica	1.125.502	1.121.363
Energia Requerida	9.020.736	9.022.687

b. Valoração da Compra de Energia

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

28. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica, considerando o período de referência em questão e as informações de montante e preço, conforme Tabela 7.

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Preços e montantes	Mem. nº 23/2022-SRM/ANEEL
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.002/2021
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.902/2021
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.995/2021
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

29. A Tabela 8 demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

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

Fls. 8 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

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

Contratos	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
Bilateral	2.545.297	2.191.743	362,92	795.423.367
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	3.751.007	3.229.974	283,86	916.848.125
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.882.471	2.482.082	300,86	746.750.873
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	865.049	744.889	227,73	169.633.557
Madeira e Belo Monte	3.487	3.003	154,43	463.696
Energia Base	4.152.652	3.600.971	191,45	689.417.337
Geração Própria	4.689	4.038	274,01	1.106.363
Cota Angra I/Angra II	278.629	239.926	349,15	83.770.154
Cotas Lei nº 12783/2013	2.184.802	1.881.323	122,65	230.742.793
Itaipu (tirando as perdas)	1.503.529	1.294.681	288,72	373.798.027
PROINFA	181.003	181.003	-	-
Total	7.903.658	9.022.687	266,18	2.401.688.829

F. PARCELA B

30. Basicamente, o cálculo da Parcela B é realizado considerando a diferença entre a Receita Verificada e os custos de Parcela A na Data de Referência Anterior (DRA), esse saldo é corrigido pelo indicador oficial de inflação, IGP-M, conforme estabelecido no Contrato de Concessão, e pelo Fator X. A Tabela 9 demonstra o cálculo da Parcela B e respectivos parâmetros associados:

Tabela 9. Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B - DRA (R\$)	2.348.917.235	TUSD aplicada ao Mercado
(2) IGP-M	14,77%	SGT/ANEEL
(3) Fator X	1,31%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	1,48%	REH nº 2.379/2018
(3.2) Componente T do Fator X	-1,23%	REH nº 2.379/2018
(3.3) Componente Q do Fator X	1,06%	PRORET 2.5 A
Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*((2)-(3))]	2.665.053.858	

G. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

31. Os componentes financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a direitos ou obrigações relativos a diferenças entre receitas e despesas de itens em que a concessionária tem direito de repasse tarifário, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às concessionárias. A Tabela 10 consolida os valores dos componentes financeiros:

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

Fls. 9 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

Tabela 10. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	165.389.383	2,74%
CVA em processamento - Transporte	56.824.464	0,94%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	263.982.150	4,38%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	27.357.042	0,45%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	7.174.446	0,12%
Sobrecontratação/exposição de energia	66.535.205	1,10%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	305.205	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	130.705.950	2,17%
Ajuste CUSD	(5.392)	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	(1.941.316)	-0,03%
Reversão do Risco Hidrológico	(124.065.803)	-2,06%
Reversão do reperfilamento de custos de Transporte	46.518.372	0,77%
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN nº 952/2021	(2.060.902)	-0,03%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular nº 20/2021)	(920.172)	-0,02%
Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - Energia	(58.135.794)	-0,96%
Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - ESS/EER	(164.464.629)	-2,73%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(230.000.000)	-3,82%
Reversão do Diferimento de Parcela B	220.259.259	3,65%
Postergação Tarifas	16.647.557	0,28%
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - REN nº 1.008/2022	(546.078.190)	-9,06%
Efeito Decreto nº 10.665/2021 e DSP nº 417/2022 - Financeiro de saldo de Itaipu	17.600.745	0,29%
Financeiro extraordinário de reversão de receitas de UDER	(44.367.393)	-0,74%
Total	(152.739.816)	-2,53%

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 3564A557006781FD

Fls. 10 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

H. ANÁLISE DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

1. Resultados

32. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da EMT conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 22,55%. Este efeito decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no contrato de concessão, para a formação da Receita Requerida; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

33. A Tabela 11 apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos neste processo tarifário, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 3564A557006781FD

Fls. 11 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

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

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	3.679.238.521	4.047.275.707	10,0%	6,11%	60,3%
Encargos Setoriais	852.642.017	1.188.855.112	39,4%	5,58%	17,7%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.826.901	10.958.557	11,5%	0,02%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	496.110.834	724.226.896	46,0%	3,78%	10,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	80.985.509	95.279.832	17,7%	0,24%	1,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	63.288.927	54.016.078	-14,7%	-0,15%	0,8%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	72.647.460	117.279.466	61,4%	0,74%	1,7%
PROINFA	82.326.073	131.009.500	59,1%	0,81%	2,0%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	47.272.081	55.885.600	18,2%	0,14%	0,8%
ONS	184.232	199.184	8,1%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	475.215.210	456.731.765	-3,9%	-0,31%	6,8%
Rede Básica	210.892.377	183.878.374	-12,8%	-0,45%	2,7%
Rede Básica Fronteira	111.062.745	110.723.055	-0,3%	-0,01%	1,6%
Rede Básica ONS (A2)	4.095.558	4.568.725	11,6%	0,01%	0,1%
Rede Básica Export. (A2)	58.016.302	78.849.732	35,9%	0,35%	1,2%
MUST Itaipu	31.740.296	27.807.435	-12,4%	-0,07%	0,4%
Transporte de Itaipu	42.952.116	33.453.582	-22,1%	-0,16%	0,5%
Conexão	15.009.960	16.037.484	6,8%	0,02%	0,2%
Uso do sistema de distribuição e CCD	1.445.856	1.413.379	-2,2%	-0,00%	0,0%
Custos de Aquisição de Energia	2.351.381.294	2.401.688.829	2,1%	0,83%	35,8%
PARCELA B	2.348.917.235	2.665.053.858	13,5%	5,24%	39,7%
IRT	6.028.155.756	6.712.329.565		11,35%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual			(152.739.816,24)	-2,53%	
CVA em processamento - Energia		165.389.383		2,74%	
CVA em processamento -Transporte		56.824.464		0,94%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		263.982.150		4,38%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		27.357.042		0,45%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		7.174.446		0,12%	
Sobrecontratação/exposição de energia		66.535.205		1,10%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		305.205		0,01%	
Previsão de Risco Hidrológico		130.705.950		2,17%	
Ajuste CUSD		(5.392)		0,00%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(1.941.316)		-0,03%	
Reversão do Risco Hidrológico		(124.065.803)		-2,06%	
Reversão do reperfilamento de custos de Transporte		46.518.372		0,77%	
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN nº 952/2021		(2.060.902)		-0,03%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular nº 20/2021)		(920.172)		-0,02%	
Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - Energia		(58.135.794)		-0,96%	
Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - ESS/EER		(164.464.629)		-2,73%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(230.000.000)		-3,82%	
Reversão do Diferimento de Parcela B		220.259.259		3,65%	
Postergação Tarifas		16.647.557		0,28%	
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - REN nº 1.008/2022		(546.078.190)		-9,06%	
Efeito Decreto nº 10.665/2021 e DSP nº 417/2022 - Financeiro de saldo de Itaipu		17.600.745		0,29%	
Financeiro extraordinário de reversão de receitas de UDER		(44.367.393)		-0,74%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				13,74%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				22,55%	

34. Do efeito médio deste processo tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu com 6,11%, enquanto a variação de custos da Parcela B foi responsável por 5,24%, conforme mostrado na Tabela 11.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 3564A557006781FD

Fls. 12 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

35. O efeito médio a ser percebido por consumidor depende do grupo e modalidade tarifária a qual pertence. A diferença entre os efeitos médios percebidos pelos grupos A (Alta Tensão) e B (Baixa Tensão) estão apresentados na Tabela 12:

Tabela 12. Efeito médio

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	24,96%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	21,62%
Efeito Médio AT+BT	22,55%

36. A diferença de efeito para os consumidores conectados em alta tensão e baixa tensão se deve em boa parte pela forte pressão de custos alocados na TUSD, que impactam mais os consumidores da AT, como os custos com CDE Uso e de distribuição. Esse fator é potencializado em função da grande participação de consumidores livres no mercado da empresa.

2. Análise Parcela A

37. O total dos **Encargos Setoriais** variaram em 39,4% em relação ao processo tarifário anterior, correspondendo a um efeito médio de 5,58%. Destacam-se: a CDE Uso que variou 46,0% impactando o efeito médio em 3,78%, o EER/ESS que variou 61,4%, representando 0,74% no efeito médio e o acréscimo do Proinfa que variou 59,1%, impactando o reajuste em 0,81%;

38. Os **Custos de Transporte** tiveram uma variação de -3,9%, correspondendo a um efeito de -0,31%. Sobre esse item, destaca-se a redução das despesas relacionadas às Receitas Anuais Permitidas (RAP) e às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2021-2022, aprovadas por meio das Resoluções homologatórias nºs 2.895 e 2.896, respectivamente, ambas de 13 de julho de 2021, alteradas pela REH nº 2.959, de 05 de outubro de 2021.

39. Os **Custos de Compra de Energia** tiveram uma variação de 2,1%, representando um efeito médio de 0,83% nas tarifas. Contribuiu especialmente para a elevação do efeito o aumento do custo da energia proveniente dos contratos bilaterais, com impacto de 1,27%, os quais são atualizados pelo IGP-M, como ainda pelo reajuste dos preços dos contratos relacionados ao CCEAR Nova e Alternativa, com impacto de 1,32%. Por outro lado, ocorreu a redução de custo unitário da energia de Itaipu, com impacto de -2,16%, em função, principalmente, da redução da tarifa de repasse estabelecida na Resolução Homologatória nº 3.007/2021, US\$ 24,73, em relação àquela indicada na Resolução Homologatória nº 2.812/2020, US\$ 28,07. Contribuiu também para o efeito, a redução da cotação do dólar (R\$ 5,59 em 2021 e R\$ 5,05 em 2022).

40. A Tabela 13 e o Gráfico 1 demonstram a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

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

Fls. 13 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

Tabela 13. Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.578.861	2.882.471	11,8%	287,22	300,86	4,7%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	847.218	865.049	2,1%	206,13	227,73	10,5%
Madeira e Belo Monte	3.487	3.487	0,0%	140,31	154,43	10,1%
Cota Angra I e Angra II	276.460	278.629	0,8%	249,64	349,15	39,9%
Cotas Lei n.º 12.783/2013	1.908.270	2.184.802	14,5%	108,04	122,65	13,5%
Itaipu	1.466.906	1.503.529	2,5%	362,20	288,72	-20,3%
Bilateral	3.153.929	2.545.297	-19,3%	323,37	362,92	12,2%
Geração Própria	4.689	4.689	0,0%	253,50	274,01	8,1%
Proinfa	189.950	181.003	-4,7%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(1.409.033)	(1.426.267)	1,2%	278,25	271,63	-2,4%
TOTAL	9.020.736	9.022.687	0,0%	260,66	266,18	2,1%

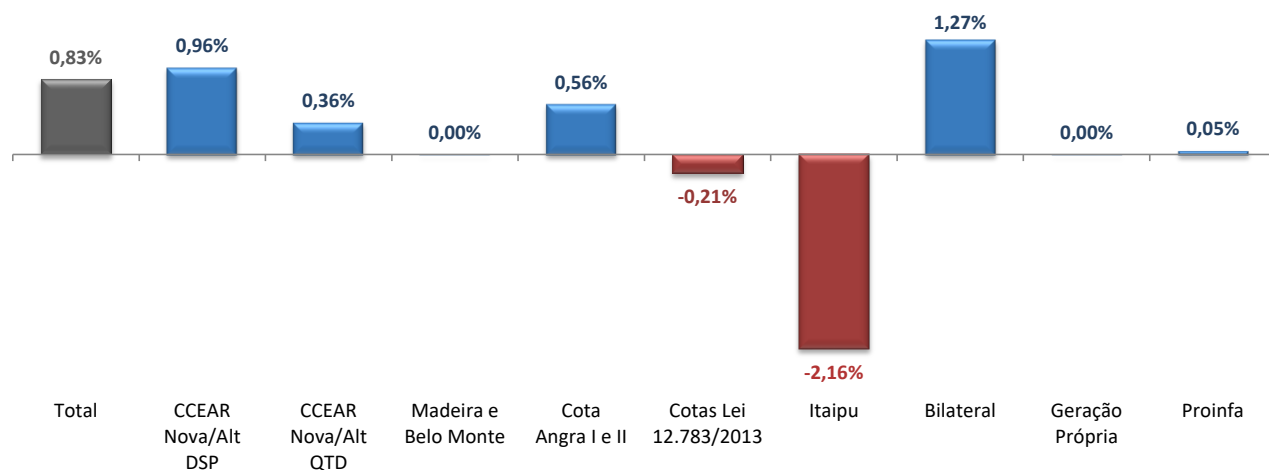


Gráfico 1. Comparação da variação do custo de energia

3. Análise Parcela B

41. A atualização da Parcela B representou 5,24% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M, de 14,77% no período de referência, descontada do Fator X, de 1,31%.

4. Análise dos Componentes Financeiros

42. Em relação aos financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de -2,53% no atual reajuste tarifário.

43. Destacam-se com valores positivos, a CVA em Processamento – Energia, com efeito de 2,74%, especialmente impactada pela diferença dos custos entre a cobertura tarifária e os efetivos pagamentos relacionados aos custos do risco hidrológico de CCGF e Usinas Repactuadas, assim como a CVA em Processamento – Encargos Setoriais, este com efeito de 4,38%, em

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

Fls. 14 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

decorrência principalmente da diferença entre cobertura concedida da CDE no último processo tarifário e os custos efetivamente incorridos e dos encargos EER/ESS impactado pelo despacho de usinas fora da ordem de mérito.

44. Também com valor positivo, cabe citar o financeiro Reversão do Diferimento de Parcela B, com efeito de 3,65%, em decorrência do adiamento de receita considerado no processo de reajuste tarifário de 2021.

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

5. Mecanismos de Mitigação dos Efeitos Tarifários

46. Dado o cenário de intensa pressão tarifária desde 2020, decorrente da conjuntura socioeconômica adversa trazida pela pandemia da COVID, com indicadores inflacionários atingindo patamares elevados, intensa desvalorização do real frente ao dólar, aliadas a condições desfavoráveis para geração hídrica verificadas em 2021 e um cenário de redução de consumo, foram desenvolvidos pela ANEEL e pelo Poder Concedente, em conjunto com as demais entidades setoriais e em diálogo com as empresas e associações, mecanismos para mitigar parte do aumento tarifário que se observaria neste ano, com o intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Tais mecanismos foram incorporados a esse processo tarifário e estão detalhados abaixo.

a) Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica

47. A Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), mediante a Resolução nº 3/20211, estabeleceu a Bandeira Escassez Hídrica no valor de R\$ 142,00/MWh, com aplicação de setembro/21 a abril/22.

48. Na definição do adicional, além do custo futuro, a CREG considerou o déficit acumulado pelas distribuidoras perante a Conta Bandeiras, valor que seria recuperado por meio das receitas de bandeiras durante a vigência da Bandeira Escassez, conforme abaixo:

Art. 1º Determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel que implemente patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, nos termos do Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015, no valor de R\$ 142,00/MWh (cento e quarenta e dois reais por megawatt-hora), que inclui, além dos valores já homologados pela Aneel:

(...)

III - os custos não cobertos pela sistemática das bandeiras necessários para equilibrar receitas e despesas ao final do ciclo vigente das Bandeiras Tarifárias.

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

Fls. 15 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

49. Desta forma, a Bandeira Escassez Hídrica tem por objetivo cobrir o déficit acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras, de modo que o déficit acumulado não seja transferido para as tarifas, mas que seja recuperado durante o ciclo da bandeira escassez, blindando, portanto, os processos tarifários e concentrando os custos e receitas na Conta Bandeiras.

50. É consagrado que os componentes financeiros são direitos ou obrigações das concessionárias relativos a diferenças entre receitas e despesas de itens em que a concessionária tem direito de repasse tarifário. Eles são apurados pela ANEEL a cada período tarifário e são acrescentados ou subtraídos dos processos tarifários ordinários.

51. No processo da EMT, conforme estabelecido no Proret, a CVA foi calculada considerando as diferenças entre receitas e custos arcados com a aquisição da energia até a referência de outubro/2021. Nessa apuração, os custos foram superiores às receitas e o efeito financeiro da CVA positivo, ou seja, uma tarifa mais elevada.

52. Ocorre que parte dos custos apurados na CVA são relativos ao déficit acumulado pela distribuidora na Conta Bandeiras e que foram considerados na definição da bandeira escassez hídrica, que contemplou as ações da CREG até então realizadas e o déficit existente à época.

53. Assim, com o propósito de compatibilizar esses dois modelos (bandeira escassez e CVA) e neutralizar nos processos tarifários os custos já considerados na Bandeira Escassez Hídrica, propõe-se um tratamento excepcional nos processos tarifários de outubro/21 a junho/22, a fim de expurgar dos processos tarifários os custos que serão arcados pela bandeira escassez hídrica.

54. Desse modo, o tratamento proposto seguirá o seguinte procedimento: no processo tarifário vigente, será considerado um componente financeiro negativo, no valor de R\$ 222,6 milhões (efeito de -3,69%), conforme saldo da distribuidora frente à Conta Bandeiras na competência de outubro/2021, para expurgar o efeito dos custos não cobertos pelas Bandeiras e que serão recuperados durante o ciclo da Bandeira Escassez. No processo tarifário subsequente, tal componente será revertido, devidamente atualizado pela Taxa Selic.

55. Por fim, reiteramos que essa ação é necessária para compatibilizar a aplicação da Bandeira Escassez Hídrica e a recuperação dos custos via tarifa.

b) Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável a consumidor migrante para ao ACL

56. No Ofício Circular nº 20/2021-SGT/ANEEL¹², de 4 de novembro de 2021, foi solicitado à EMT informações sobre Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário, conforme descrito na Nota Técnica nº

¹² Documento SIC nº 48581.001765/2021-00.

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



Fls. 16 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

237/2020-SGT/ANEEL¹³, de 27/11/2020. O valor correspondente informado pela EMT foi de R\$ 920.172, considerado no rol de financeiros negativos.

c) Financeiro do Spread da Conta Covid - REN nº 952/2021

57. Em 23 de novembro de 2021, foi aprovada a Resolução Normativa nº 952/2021-ANEEL, dispondo sobre o ressarcimento ao consumidor dos custos acessórios da Conta-Covid por distribuidoras de energia elétrica. Como consequência foi apurado componente financeiro negativo nesse processo tarifário relativo ao spread da conta covid da EMT, correspondendo a R\$ 2,06 milhões, resultando em redução de efeito de 0,03%.

d) Créditos de PIS e COFINS decorrentes de decisão judicial

58. Os créditos de PIS/COFINS acerca de ações judiciais que questionam a incidência sobre ICMS ainda será matéria de regulamentação específica pela ANEEL, estando o tema em Consulta Pública nº 05/2021.

59. No entanto, o Despacho nº 361/2021 em situações excepcionais autoriza o uso antecipado à conclusão da referida Consulta Pública, limitando em 20% do valor total de potencial crédito associado à respectiva ação judicial.

60. A EMT, por meio de correspondência¹⁴, encaminhada à ANEEL em 4 de abril de 2022, solicitou que seja considerada a reversão do valor de R\$ 230 milhões decorrente de êxito da ação judicial movida pela empresa contra a União para devolução de créditos de PIS/COFINS cobrados sobre o ICMS nas contas de energia. Tal montante corresponde à atenuação do efeito tarifário em 3,82%. Vale destacar que, ainda que a ação judicial proposta pela concessionária já tenha transitado em julgado, os referidos créditos tributários ainda não foram habilitados pela Receita Federal do Brasil.

e) Financeiro Extraordinário de Reversão de Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos (“UDER”)

61. Conforme previsto no item 3.4 do Submódulo 2.1 do PRORET, os valores de UDER, para as empresas que ainda não assinaram o aditivo contratual, devem ser contabilizados e considerados como redutor da Parcela B, a partir da segunda revisão tarifária posterior ao 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (“CRTP”). No entanto, como parte das soluções desenvolvidas com o intuito de mitigar a pressão tarifária no ano de 2022, neste processo de reajuste tarifário, está sendo considerada a antecipação da reversão dos respectivos recursos faturados entre a última revisão tarifária da concessionária e competência mais recente disponível, descontado os valores

¹³ Documento SIC nº 48581001953/2020-00.

¹⁴ Carta ENERGISAMT/VPR-ANEEL/Nº020/2022, SIC 48513.009936/2022-00.

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



Fls. 17 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

repassados no processo tarifário passado, conforme valores declarados pela distribuidora, em resposta ao Ofício Circular nº 8/2022-SGT/SFF/ANEEL, de 7 de março de 2022. Dessa forma, foi considerado um componente financeiro negativo, no valor de R\$ 44,37 milhões, contribuindo com uma redução tarifária de 0,74%. Cumpre destacar que na próxima revisão tarifária da concessionária, momento em que ocorrerá a fiscalização desses valores, será feito o encontro de contas e o acerto entre os valores de Ultrapassagem de Demanda (“UD”) e Excedente de Reativos (“ER”) contabilizados no ciclo tarifário, na forma do Submódulo 2.1 do PRORET, e aqueles revertidos neste reajuste, garantido à concessionária o pagamento de um spread de 2,8% a.a. aplicado ao montante antecipado.

f) Empréstimo Setorial - Conta Escassez Hídrica

62. De acordo com as regras aprovadas pela Aneel, através da REN nº 1.008/2022, nos processos tarifários homologados entre a publicação da REN e a efetiva transferência dos valores previstos para as distribuidoras, poderá ser considerada antecipação da reversão dos valores a serem recebidos do empréstimo, na forma de um como componente financeiro negativo.

63. A contratação da operação financeira, em uma ou mais tranches, abrangerá os seguintes itens: (i) Estimativa do saldo da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias para a competência de abril de 2022; (ii) Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica de que trata a Resolução nº 2, de 31 de agosto de 2021, da CREG; (iii) Importação de energia referente às competências de julho e agosto de 2021 e (iv) Diferimentos de que trata o § 1º-I do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 (diferimentos aplicados no processo tarifário anterior à liberação dos recursos da operação financeira);

64. O Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo de Energia Elétrica de que trata a Resolução nº 2, de 31 de agosto de 2021, da Creg, vigorou de setembro a dezembro de 2021, em razão do período crítico para os reservatórios das hidrelétricas brasileiras. O objetivo do programa foi incentivar os consumidores a reduzirem o seu consumo de energia em meio ao cenário de escassez hídrica.

65. O Programa foi implementado mediante a concessão de bônus em fatura em contrapartida da redução média verificada do consumo de energia elétrica¹⁵.

66. Diante do estabelecido no Inciso I do § 1º do Art. 1º do Decreto nº 10.939/2022, as despesas referentes ao Programa poderão ser cobertas com recursos da Conta de Escassez Hídrica. Já o Art. 9º da Resolução nº 2/2021 da CREG estabeleceu que deve ser mantido o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica, cabendo à ANEEL avaliar eventuais solicitações de recomposição, fundamentadas pelo interessado, na forma do respectivo contrato de concessão ou permissão e da legislação aplicável, decorrente

¹⁵ Mais informações disponíveis em: <https://bit.ly/3kRwqw2>.

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

Fls. 18 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

do Programa.

67. No caso específico da EMT, a empresa concordou com a reversão antecipada, para os consumidores, da parcela do empréstimo referente ao Programa de Incentivo à Redução Voluntária do Consumo, de modo que houve a inclusão de componente financeiro equivalente a R\$ 34,6 milhões, com impacto no processo tarifário equivalente a -0,57%.

68. Na 247ª Reunião Ordinária do CMSE, de 5 de maio de 2021, o Comitê autorizou o ONS a despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito e importação sem substituição a partir da Argentina ou do Uruguai, sem limitação nos montantes e preços associados, desde que alocável na carga e respeitadas as restrições operativas, e de forma a minimizar o custo operacional total do sistema elétrico.

69. Na 1ª Reunião da CREG, de 1º de julho de 2021, o ONS apresentou as estratégias operativas ora em curso para enfrentamento da situação, visando a manutenção da governabilidade do Sistema Interligado Nacional, dentre elas, a importação de energia.

70. Os custos de cada distribuidora com importação de energia para as competências dos meses de julho e agosto de 2021 foram contabilizados e informados pela CCEE, totalizando valor da ordem de R\$ 790 milhões.

71. Por fim, tanto a Medida Provisória nº 1.078/2021 como o Decreto nº 10.939/2022 possibilitaram a inclusão dos diferimentos tarifários aplicados no processo tarifário anterior à liberação dos recursos da operação financeira. Destaca-se que, com base no cronograma estimado de conclusão da operação e no cronograma dos processos tarifários, a data limite para a inclusão de novos diferimentos seria referente aos processos tarifários até 8 de abril de 2022.

72. Em 28 de março de 2022, a concessionária protocolou correspondência referente com propostas relacionadas ao financiamento da Conta Escassez Hídrica¹⁶, com Parcela de diferimento de energia de -R\$ 492,12 milhões e Importação julho-agosto/21 de -R\$ 19,36 milhões, representando redução de efeitos de -8,16% e -0,32%, respectivamente.

Neutralidade e Ajuste do financeiro de saldo de Itaipu - Decreto nº 10.665/2021

73. No processo tarifário de 2021 da EMT foi incluído um componente financeiro negativo de R\$ 347 milhões, referente à utilização e alocação do Saldo Positivo da Conta Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu e respectivos excedentes financeiros extraordinários, em favor da modicidade tarifária, nos termos do Decreto nº 10.665/2021 e conforme valores e condições aprovadas pela REH nº 2.969/2021.

¹⁶ Carta ENERGISAMT/VPR-ANEEL/Nº018/2022, SIC 48513.009215/2022.

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



Fls. 19 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

74. De acordo com Nota Técnica nº 247/2021-SGT/ANEEL, o tratamento a ser dado nos processos tarifários subsequentes envolve a apuração e o repasse da Neutralidade do componente financeiro negativo incluído em 2021, bem como a avaliação da diferença entre o montante total de recursos recebido até então da Conta de Comercialização de Energia de Itaipu e o valor incluído no processo tarifário de 2021.

75. No caso da EMT, foi recebido até o momento o valor de R\$ 308,18 milhões, valor este inferior ao componente financeiro incluído no processo tarifário de 2021, o que implicou em uma reversão da parcela de recursos não recebida da Conta de Comercialização de Energia de Itaipu, conforme fórmula 5 da Nota Técnica nº 247/2021-SGT/ANEEL.

76. Dessa forma, neste processo tarifário estão sendo incluídos os componentes financeiros de Neutralidade e Ajuste do financeiro de Itaipu decorrente do Decreto nº 10.665/2021, com valores de R\$ 22,65 milhões e de R\$ 40,25 milhões, respectivamente.

6. Informações complementares

77. O Gráfico 2 demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

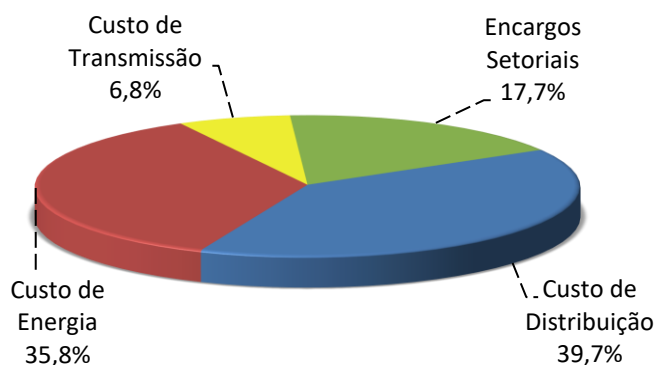


Gráfico 2. Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

78. Já o Gráfico 3 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais, informadas pela própria empresa, de 25,9% para o ICMS e 4,5% para o PIS e COFINS (total de 30,4% por dentro), o que equivale a uma majoração de 43,7% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica, sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

Fls. 20 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

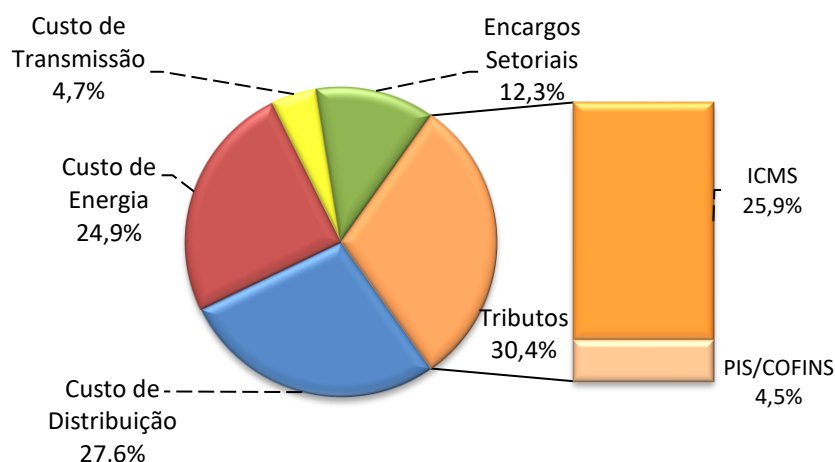


Gráfico 3. Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

79. A título de informação, apresenta-se no Gráfico 4 a evolução da tarifa B1-Residencial da EMT no período de 2012 a 2022 (94,8%), comparada com a variação do IGP-M (143,9%) e do IPCA (81,4%) no mesmo período.

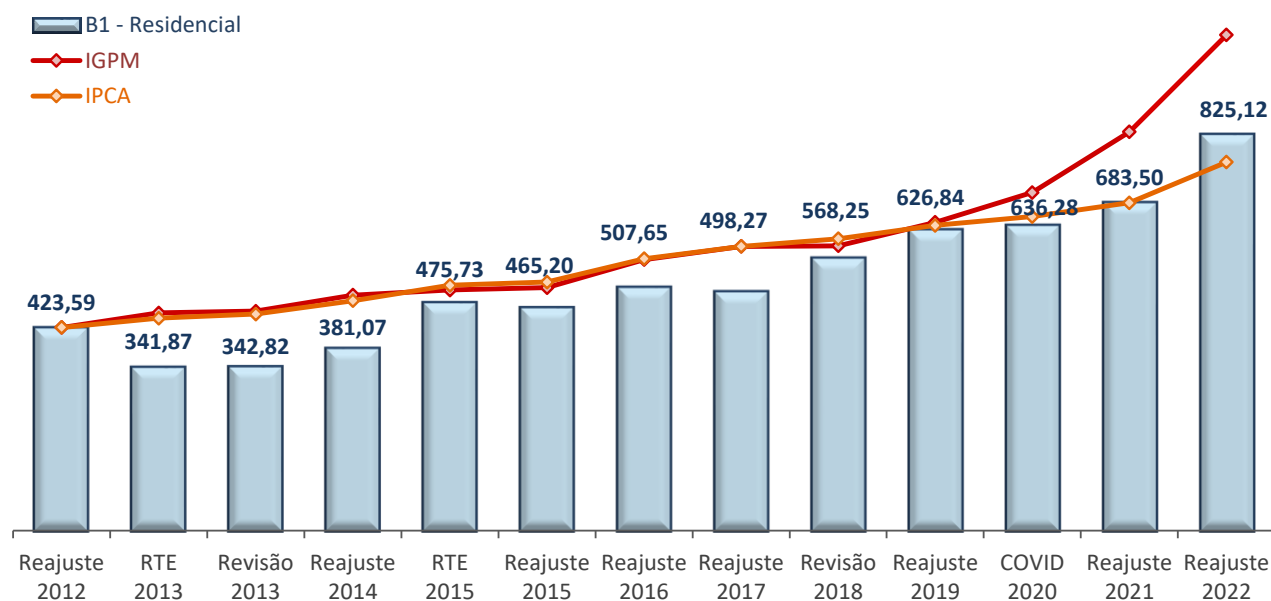


Gráfico 4. Evolução da tarifa residencial B1 (2012-2022)

Fls. 21 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

I. Subvenção CDE - Descontos Tarifários

80. A Tabela 14 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de abril/2022 a março/2023, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de abril/2021 a março/2022 e leva em consideração o provimento de diferenças devidas à postergação de tarifas do RTA de 2020 no período de 8 a 21 de abril de 2021.

Tabela 14. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	1.162.941	13.674.696	14.837.637
Subsídio Geração Fonte Incentivada	89.386	7.573.287	7.662.673
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(6.005)	302.093	296.088
Subsídio Rural	(230.242)	3.720.551	3.490.310
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(339.487)	3.391.020	3.051.533
Total	676.594	28.661.647	29.338.241

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

81. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e a Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 003/1997.

V. DA CONCLUSÃO

82. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº 003/1997-ANEEL, no que consta do Processo nº 48500.004916/2021-67 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da EMT, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 22,55% sendo de 24,96% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 21,62% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);
- ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da EMT;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e

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

Fls. 22 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

- iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)

CHARLES ALEXANDRE LENZA ROCHA
Analista Superior

(Assinado digitalmente)

ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

LEONARDO DE ARAUJO SILVA
Coordenador Adjunto de Processo Tarifário de
Distribuição

(Assinado digitalmente)

FRANCISCO DE MATTOS FAÉ
Coordenador de Processo Tarifário de
Distribuição

De acordo:

(Assinado digitalmente)

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 3564A557006781FD

Fls. 23 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

RELAÇÃO DE PARTICIPANTES DA SGT NA ELABORAÇÃO DESTA NOTA TÉCNICA

Equipe	Atividade
Francisco de Mattos Faé	Coordenador - Processos Tarifários
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador Adjunto - Processos Tarifários
Charles Alexandre Lenza Rocha	Técnico Responsável
Marcelo Hlebetz de Sousa	
Cecília Magalhães Francisco	
Robson Kuhn Yatsu	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado
Diego Luis Brancher	Técnico Responsável - Estrutura Tarifária
Marco Aurélio Silva dos Santos	
Leonardo de Paica Rodrigues	Rede Básica e Conexão
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Felipe Augusto Cardoso Moraes	Coordenador – Encargos e Comercialização -
Andrey Vinícius Altoé	CVA
Fabiano Costa Camilo	Contratos CCEAR
Vinícius Menezes Rodovalho	Descontratações - REN 711/2016

RELAÇÃO DOS ANEXOS DESTA NOTA TÉCNICA

ANEXO I – Metodologia de Reajuste Tarifário Anual para Concessionárias de Distribuição

ANEXO II - Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 3564A557006781FD

Fls. 24 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

ANEXO I

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)¹⁷, 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	Procedimentos Gerais	1.4 C	01/03/2022
3.2	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4	Encargos Setoriais	1.0 C	01/03/2022
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	01/03/2022
4.2	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4	Demais Componentes Financeiros	1.5 C	01/03/2022
Módulo 5 – Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0 C	01/03/2022
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1 C	01/03/2022
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0 C	01/03/2022
5.4	Encargo de 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
6.3	Encargos de conexão A1	1.0 C	01/03/2022
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0 C	01/03/2022
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.9 C	01/03/2022
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2 C	01/03/2022

¹⁷ 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. 25 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

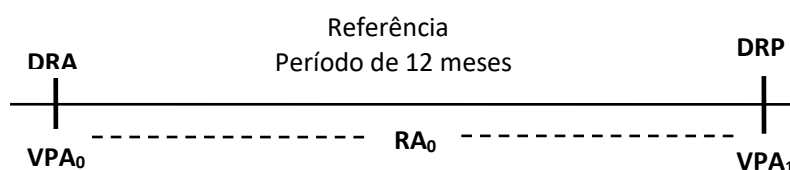
4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio 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 na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, preservada em seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária (RA₀) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Referida Receita Anual é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo tributos, 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 e (iii) Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica;

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. Em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



9. Dessa forma, as novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP) mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) médio, assim definido na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

onde:

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

Fls. 26 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

Mercado de Referência - como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

VPA₁ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na DRP e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

VPB₀ - Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA₀ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X - Número índice definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

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.

12.

C. Cômputo da Parcela A

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

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

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

Fls. 27 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

1. Encargos Setoriais

15. 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

16. 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;

17. 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 Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)**, por meio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 2020, o Governo Federal determinou a criação da Conta COVID, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras

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

Fls. 28 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

de energia em meio à pandemia do novo corona vírus. O empréstimo, contratado e administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, tem como objetivo garantir a liquidez do setor, mitigando os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência nesse período. Para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários que serão, serão diluídos em 60 meses por meio da CDE Conta-Covid.

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

18. 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.

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

19. 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.

20. 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

21. 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.

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

Fls. 29 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

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

22. 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

23. 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.

24. 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

25. 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.

26. 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.

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

Fls. 30 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

b. Custo de Conexão

27. 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.

28. 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.

29. 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.

30. 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

31. 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

32. 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.

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

Fls. 31 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

3. Compra de Energia

33. 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.

34. 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”*.

35. 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.

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

i) **Contratos Bilaterais:** são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência, 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

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

Fls. 32 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

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;

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

37. 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.

38. 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.

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

Fls. 33 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

39. 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 elétrica¹⁸.

40. 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

41. 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 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.

42. 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.

43. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹⁹ considerando o período de referência em questão.

44. 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.

45. 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.

¹⁸ 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.

¹⁹ 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. 34 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

D. Cômputo da Parcela B

46. O cômputo da Parcela B é efetuado conforme o Submódulo 3.1 do PRORET que estabelece que o Valor da Parcela “B”, VPB_0), considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

RA_0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

VPA_0 - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

47. Já o valor da Parcela “B” (VPB_1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado da seguinte forma:

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IGPM - X)$$

onde:

IGPM - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X – Fator X definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

48. O Fator X^{20} é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

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

²⁰ Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

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



Fls. 35 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

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 2.2 – Custos Operacionais do PRORET.

51. Por fim, o componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. Na aferição da qualidade são considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais, seu cálculo leva em conta a variação destes indicadores e o atendimento aos padrões 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, 4.2, 4.3 e 4.4 do PRORET²¹.

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

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

54. Em conformidade com o disposto na Subcláusula Décima Oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário anterior atualizadas pela taxa SELIC.

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 Selic²².

²¹ Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4 do PRORET em <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>

²² 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

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



Fls. 36 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

- 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.
- 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. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET²³, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

58. Conforme 32ª reunião pública ordinária da diretoria de 2017, realizada em 29/08/2017, e no que consta do processo 48500.002114/2016-55, a diretoria da ANEEL determinou à SGT/ANEEL a realização de recálculos do saldo da CVA e do repasse da Sobrecontratação de Energia referentes às competências de janeiro de 2012 a dezembro de 2014, em função das recontabilizações de carga realizadas pela CCEE.

negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

²³ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

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

Fls. 37 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

6. Demais Componentes Financeiros

59. Em relação aos Demais Componentes Financeiros elencados no Submódulo 4.4A do PRORET, 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; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

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 SGT deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

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

Fls. 38 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

ANEXO II

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 PRORET²⁴. 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\$)	CVAproc (R\$)
CDE	21.460.759,31	0,00	21.460.759,31	21.318.420,88	22.510.130,93
CDE Energia	2.902.976,06	0,00	2.902.976,06	3.081.587,91	3.253.850,16
Rede Básica	54.284.236,21	-3.052.057,84	51.232.178,37	53.954.714,22	56.970.808,89
Compra de Energia	122.378.084,34	22.172.760,76	144.550.845,10	156.633.494,54	165.389.382,77
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	-232.258,79	0,00	-232.258,79	-138.597,68	-146.345,36
Proinfa	12.063.269,77	0,00	12.063.269,77	12.328.397,04	13.017.560,41
ESS	329.272.291,21	-122.489.096,61	206.783.194,60	213.278.251,18	225.200.608,74
CVA Total	542.129.358,12	-103.368.393,69	438.760.964,43	460.456.268,08	486.195.996,54

* 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 10,65%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

2. Os dados considerados no cálculo foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, a qual utilizou banco de dados corporativo para receber os dados das distribuidoras relativos ao pagamento dos itens de custo observados no cálculo do saldo de CVA.

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 8,07% e está detalhado no gráfico a seguir:

²⁴ 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. 39 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

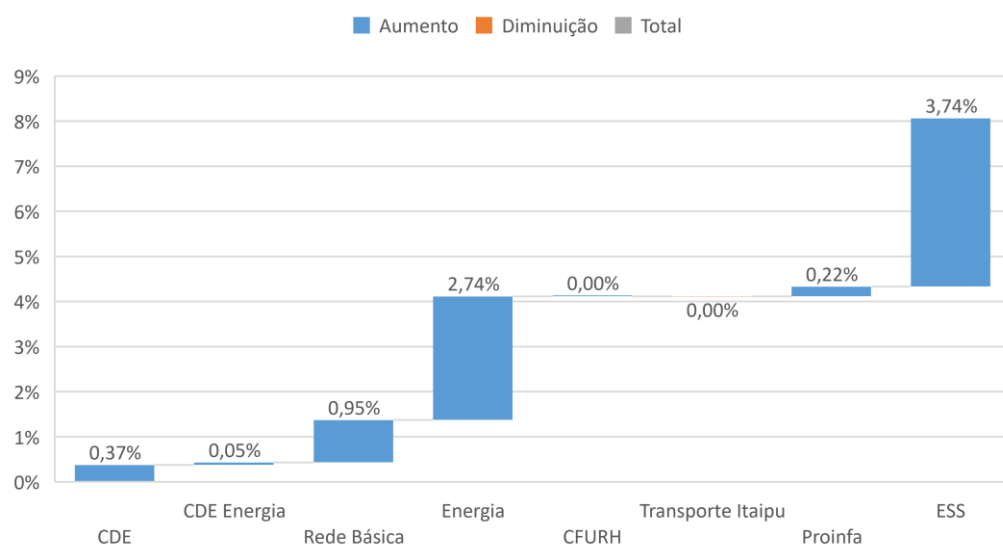


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 11,20% de redução no reajuste das tarifas.
5. A seguir serão detalhados a apuração do saldo da CVA cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da 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 onde $PLD < CVU \leq CMO$), 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.

Fls. 40 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

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

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
fev-21	15.765.434,91	629.208,84	-	-	148.470,72
mar-21	13.652.099,02	5.889.337,54	-	-2.605.388,09	337.862,88
abr-21	8.414.625,42	7.625.589,02	-	-2.162.293,82	138.361,68
mai-21	4.941.919,53	6.609.600,63	-	-114.454,42	42.434,59
jun-21	25.884.003,02	1.734.162,31	-	-	770.052,61
jul-21	12.957.794,90	-	-4.173.245,01	-	2.004.274,90
ago-21	24.845.287,33	-	-17.752.486,99	-	4.681.853,41
set-21	54.866.608,27	-	-18.362.519,09	-	1.410.558,83
out-21	94.589.240,94	-	-15.897.705,08	-	389.727,25
nov-21	80.501.602,84	-	-	-	677.838,12
dez-21	44.908.409,47	7.536.356,75	-	-	303.989,43
jan-22	36.115.643,46	8.316.352,07	-	-	263.930,79
	-	-	-	-	-
Total	417.442.669,11	38.340.607,16	-56.185.956,17	-4.882.136,33	11.169.355,21

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.

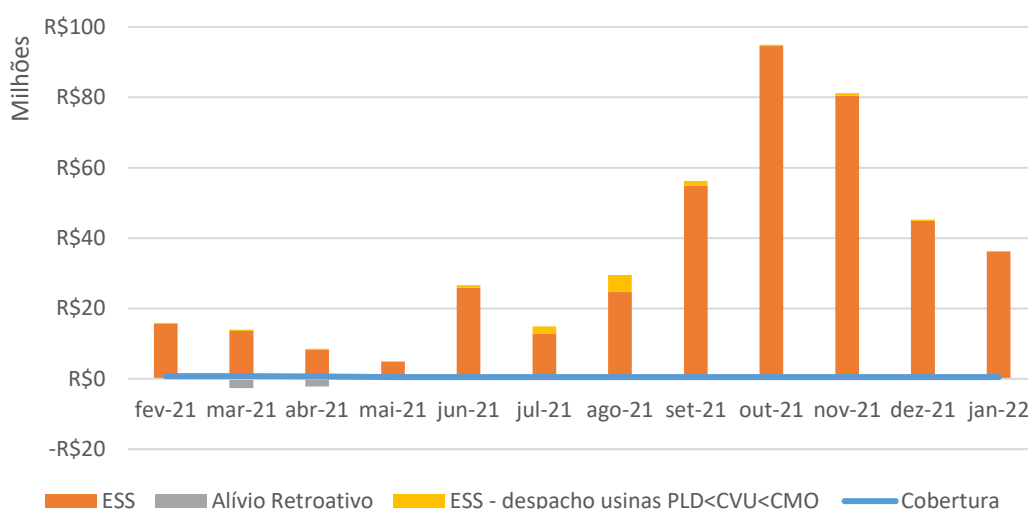


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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

Fls. 41 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

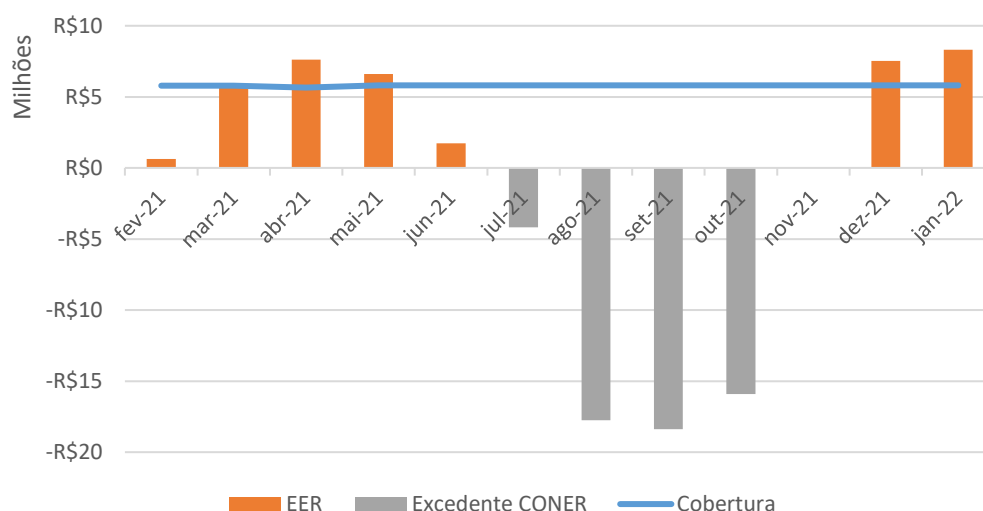


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	423.729.887,99	6.962.748,71	416.767.139,28
EER	(17.845.349,01)	69.649.499,06	(87.494.848,07)

Compra de Energia

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

Fls. 42 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	849.046	7,9%
CCEAR-D	2.562.818	23,8%
MCSD	-	0,0%
CCEN	276.645	2,6%
PROINFA	187.044	1,7%
Itaipu	1.451.668	13,5%
BILATERAL	3.168.903	29,4%
CCGF	2.111.529	19,6%
GP	-	0,0%
MCSD EN	164.957	1,5%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	10.772.608	100,0%

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

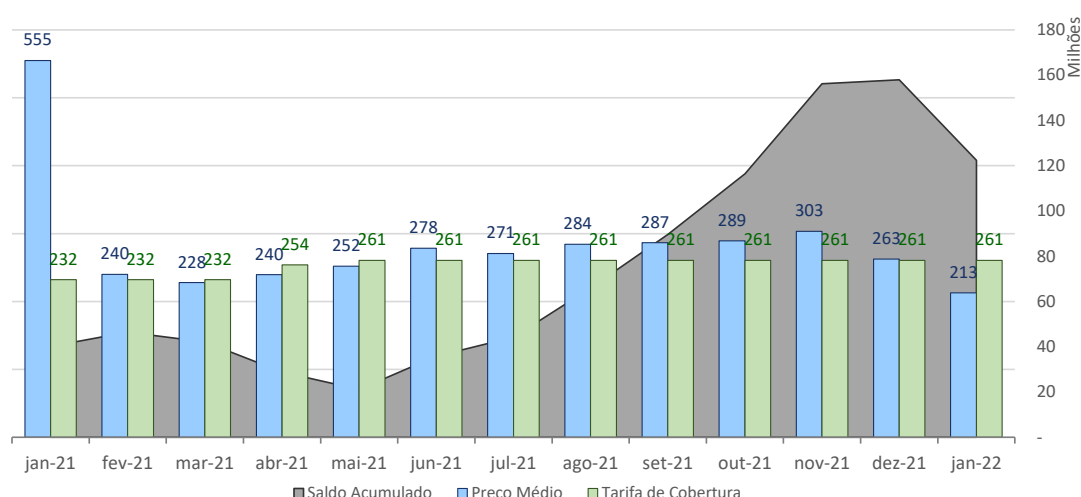


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

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

Fls. 43 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 119.386,86
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 55.839.503,25
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	- 42.023.272,74
Efeito Disponibilidade - CCEN	4.225.690,77
Exposição entre Submercados	7.551.698,22
Risco Hidrológico - Itaipu	128.406.061,40
Risco Hidrológico - CCGF	160.136.703,61
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	229.249.252,42
Demais Itens	- 1.332.222,63
Recontabilização - Acrônimos CCEE	380.280,31
MAC - Energia	65.697.075,21
Recontabilização dos MAC - Energia	- 39,11
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 466.494.410,54
Ressarcimentos	- 7.665.166,06
Total	22.172.760,76

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 916.766,65
Efeito do CCGF	341.106,82
Efeito do CCEN	99.182,30
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	- 268.330,42
Exposição financeira entre submercados	105.364,62
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	1.019.723,64
Total	380.280,31

11. O gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o preço médio dos contratos de compra de energia, por modalidade, considerando os custos apurados por meio dos 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. 44 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

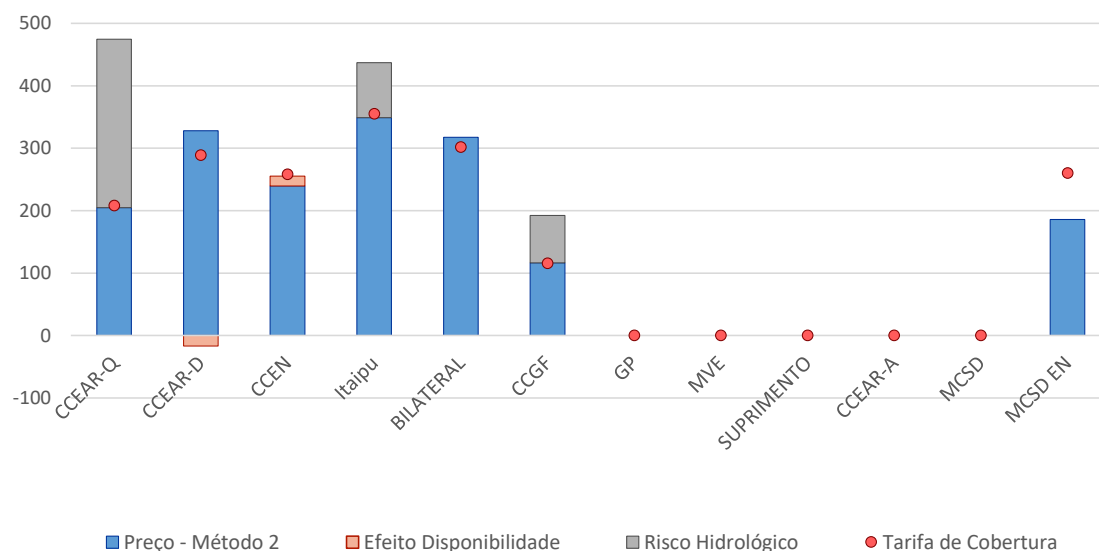


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 2,74% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifários e alocação da receita de bandeiras destinada 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 a seguir.

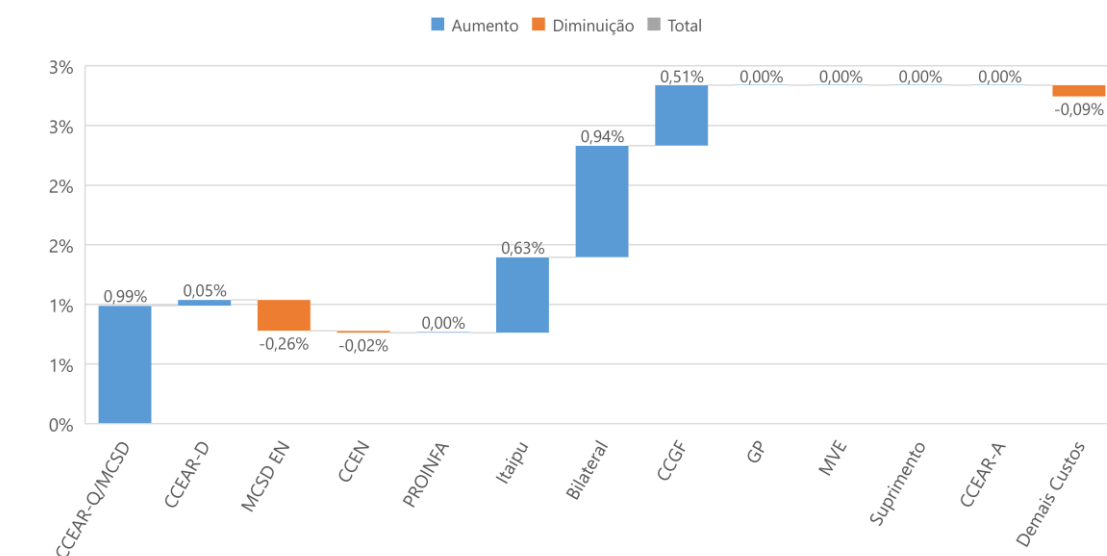


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 3564A557006781FD

Fls. 45 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

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

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,39%
CCEAR-Q/MCSD	-0,05%
MCSD EN	-0,26%
CCEN	-0,09%
Itaipu	-0,15%
Bilateral	0,92%
CCGF	0,03%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	2,34%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,08%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,35%
Demais Custos	-0,09%
Total	2,73%

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

14. Verifica-se que o grande impacto na CVA Energia se deve ao item “Risco Hidrológico e CCEAR-D”. Após a repactuação do Risco Hidrológico, onde o risco da não geração passou para o consumidor, e, considerando as defasagens existentes entre a geração contratada e a geração efetiva (GSF), temos que nos últimos anos o impacto tem sido relevante para o consumidor neste item.

Glosa de Energia

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

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

Fls. 46 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
fev-21	622.172	722.641	724.037	0	251,47	232,31	0
mar-21	647.592	769.987	771.474	0	236,65	232,31	0
abr-21	581.941	730.250	731.661	0	253,62	254,05	0
mai-21	582.955	715.235	716.617	0	271,63	260,66	0
jun-21	615.830	714.395	715.775	0	281,29	260,66	0
jul-21	578.516	715.128	716.509	0	277,92	260,66	0
ago-21	624.748	831.586	833.192	0	286,64	260,66	0
set-21	715.899	904.270	906.017	0	287,35	260,66	0
out-21	707.302	865.612	867.284	0	266,12	260,66	0
nov-21	630.989	721.401	722.795	0	259,12	260,66	0
dez-21	630.468	728.778	730.186	0	250,57	260,66	0
jan-22	586.172	735.290	736.711	0	227,37	260,66	0
fev-22	-	-	-	-	-	-	-
Total	7.524.582	9.154.574	9.172.256	0	263,08	255,51	0,00
% perda s. mercado venda		21,66%	21,90%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/02/2021 e 01/01/2022, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ 77.242.304,21 a preços de abril/2022.
- Para o ano civil de 2021: Sobrecontratação de energia de 1.631.442 MWh, que representa 17,83% do Mercado Regulatório. Como o despacho de involuntariedade para 2021 não foi homologado, toda sobrecontratação será considerada, provisoriamente, involuntária.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo serão 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, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ -10.707.099,48.

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

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

Fls. 47 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

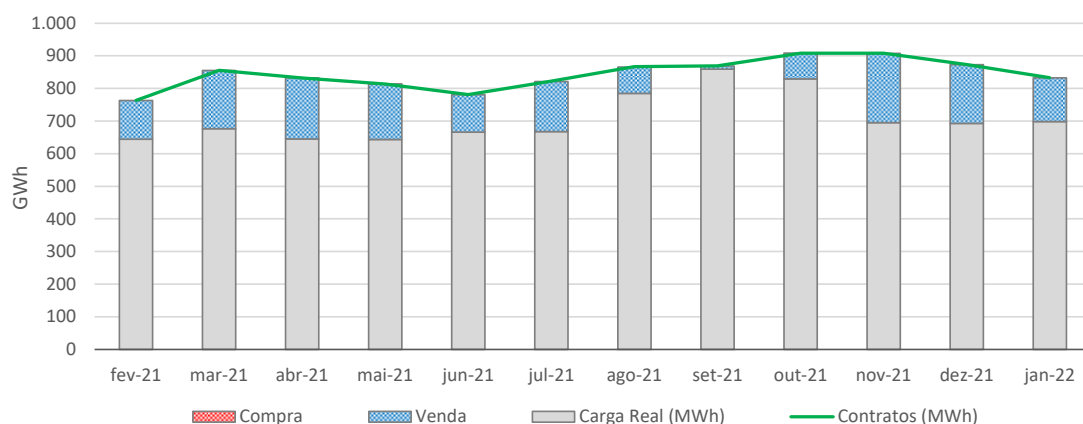


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

18. 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 prazo²⁵ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

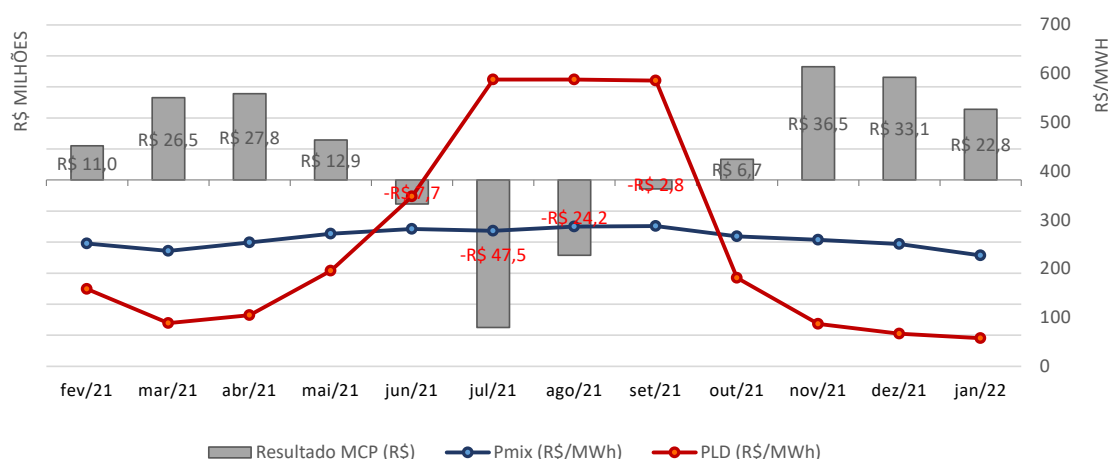


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

²⁵ 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. 48 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

Conta Bandeira

19. 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 Bandeira, pois pela sistemática de apuração dos repasses da conta, resultados positivos desses itens de custos são considerados como cobertura para os custos de CCEAR-D e risco hidrológico. Desta forma, a tabela a seguir apresenta o resultado dessa comparação.

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

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	2,35%
Risco Hidrológico de CCGF	0,48%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,04%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,78%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	0,05%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,06%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,67%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,92%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,47%
III - Receitas de MCP e ESS	4,98%
Resultado MCP	R\$66.535.204,72
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$8.438.606,58
ESS + CONER	R\$225.200.608,74
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)	5,27%
Risco Hidrológico de CCGF	-3,46%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	2,16%
Risco Hidrológico de Itaipu	5,71%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	0,86%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

20. 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 Bandeira, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de 5,27%.

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

Fls. 49 Nota Técnica nº 39/2022-SGT/ANEEL, de 8 de abril de 2022.

21. 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 5,65%²⁶.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,39%
CCEAR-Q/MCSD	-0,05%
MCSD EN	-0,26%
CCEN	-0,09%
Itaipu	-0,15%
Bilateral	0,92%
CCGF	0,03%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	5,26%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,08%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	5,27%
Demais Custos	-0,09%
Total	5,65%

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

22. 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.

²⁶ 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.

