



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Gabinete do Ministro
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 8º andar, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5039 / gabinete@mme.gov.br

Ofício nº 411/2022/GM-MME

Brasília, 12 de setembro de 2022.

A Sua Excelência o Senhor
Deputado **LUCIANO BIVAR**
Primeiro-Secretário da Câmara dos Deputados
Câmara dos Deputados, Primeira Secretaria
70160-900 – Brasília – DF

Assunto: **Requerimento de Informação nº 488/2022.**

Senhor Primeiro-Secretário,

1. Faço referência ao Ofício 1ªSec/RI/E nº 889, de 8 de agosto de 2022, da Câmara dos Deputados, relativo ao Requerimento de Informação nº 488/2022, de autoria da Comissão de Desenvolvimento Econômico, Indústria, Comércio e Serviços - CEDEICS, por meio do qual "*Solicita informações ao Ministro de Minas e Energia (MME), quanto ao reajuste da tarifa de energia aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel*".

2. A esse respeito, encaminho a Vossa Excelência o Ofício nº 71/2022-AID/ANEEL, de 17 de agosto de 2022, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, acompanhada dos seguintes documentos, gravados em *Compact Disk*, com esclarecimentos sobre o assunto:

- I - Anexo I - Material Abertura CP;
- II - Anexo II - Material Fechamento;
- III - Anexo III - Processo Completo ANEEL.

Atenciosamente,

ADOLFO SACHSIDA
Ministro de Estado de Minas e Energia



Documento assinado eletronicamente por **Adolfo Sachsida, Ministro de Estado de Minas e Energia**, em 13/09/2022, às 15:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0670822** e o código CRC **D2CD3C3A**.

Referência: Caso responda este Ofício, indicar expressamente o Processo nº 48300.001114/2022-32

SEI nº 0670822



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
SICNET/PROTOCOLO GERAL

BRASILIA/DF

NUMERO DO PROCESSO:
 48500.000441/2022-11 (VOLUME 1)

VOLUME:
 001

DATA/HORA DE ABERTURA:
 26/01/2022 10:36:43

CLASSIFICAÇÃO ARQUIVÍSTICA:
 730 - REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE GERAÇÃO

INTERESSADO(S):
 SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS DE GERAÇÃO - SRG
 SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA E ESTUDOS DO MERCADO - SRM
 SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA - SGT

PROCEDÊNCIA:
 SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DE SERVIÇOS DE GERAÇÃO - SRG

ASSUNTO:
 REVISÃO DOS ADICIONAIS E DAS FAIXAS DE ACIONAMENTO PARA AS BANDEIRAS TARIFÁRIAS 2022/2023.

MOVIMENTAÇÕES

SEQ.	DATA	DE	PARA	SEQ.	DATA	DE	PARA
1	__/__/__			16	__/__/__		
2	__/__/__			17	__/__/__		
3	__/__/__			18	__/__/__		
4	__/__/__			19	__/__/__		
5	__/__/__			20	__/__/__		
6	__/__/__			21	__/__/__		
7	__/__/__			22	__/__/__		
8	__/__/__			23	__/__/__		
9	__/__/__			24	__/__/__		
10	__/__/__			25	__/__/__		
11	__/__/__			26	__/__/__		
12	__/__/__			27	__/__/__		
13	__/__/__			28	__/__/__		
14	__/__/__			29	__/__/__		
15	__/__/__			30	__/__/__		



ANEXOS

SERVIÇO NACIONAL DE PROTOCOLO
 - SENAPRO -

Termo de Abertura de Processo nº 011/2022-SRG/ANEEL

Em 25 de janeiro de 2022.

Autorizo a abertura de processo, conforme descrição abaixo:

Assunto: Revisão dos Adicionais e das Faixas de Acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023.

Interessado(s): SRG/SGT/SRM.

Código: 730

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)

ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO
Superintendente de Regulação dos Serviços de Geração



REQUERIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE PROCESSO

Ao Secretário-Geral:

DESPACHO: Solicito a distribuição do seguinte processo na Sessão de Sorteio Público Ordinário do dia 31/01/2022.

PROCESSO: 48500.000441/2022-11

RESPONSÁVEL: SRG

PARTE INTERESSADA: Agência Nacional de Energia Elétrica

ASSUNTO: Revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023.

JUSTIFICATIVA DO SORTEIO ANTECIPADO: Justifica-se a antecipação do sorteio de Diretor Relator pela necessidade de discussão prévia do caso e a consequente celeridade processual.

Brasília, 26 de Janeiro de 2022

Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração

NUP: 48550.000050/2022-19





DESPACHO DE SORTEIO

Processo nº: 48500.000441/2022-11

Para Diretoria

Ao(À) Sr.(a) Sandoval de Araújo Feitosa Neto, Diretor(a)- Relator(a) sorteado(a) na Sessão de Sorteio Público Ordinário nº 4/2022, realizada em 31/01/2022, para análise de:

Revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023.

Brasília, 31 de Janeiro de 2022

SECRETARIA GERAL

NUP:



ASD



Brasília, 28 de janeiro de 2022

A Sua Senhoria o Senhor

Dr. André Pepitone

Diretor Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

ANEEL-PROTOCOLO-GERAL



48513.002612/2022-00 - 1ª via

Data:

02/02/22
Amara
12:05

A crise hídrica que o País vivenciou em 2021, trouxe à população brasileira uma ameaça real de ver repetido o cenário de racionamento de energia elétrica por que passou o Brasil há vinte anos, no ano de 2001. Ainda em meio à pandemia do coronavírus, que impactou sobremaneira toda a população mundial, sob todos os aspectos, inclusive o Econômico, a decretação de medidas compulsórias de redução do consumo de energia elétrica, quando a Economia dava sinais de recuperação, motivada pela flexibilização das restrições de isolamento social, teria sido desastrosa para o País. Portanto, fomos defensores das medidas adotadas pelos órgãos de gestão na área de energia, cujas medidas asseguraram o suprimento à carga do Sistema Interligado Nacional, sem restrições. **Não ficamos insensíveis ao fato de que o expressivo aumento nos custos com a energia elétrica foi o preço pago pela não decretação do racionamento de energia em 2021.**

Ocorre que, o início do período úmido, em novembro passado, trouxe-nos um grande alento em relação à recuperação dos reservatórios das usinas hidrelétricas do País, principalmente as da Região Sudeste, considerada a "caixa d'água" do País. A expressiva afluência de chuvas nos reservatórios das principais usinas geradoras, que atualmente se situa acima de 100% da Média de Longo Termo (MLT), estando ainda na metade do período úmido, vem proporcionando o desligamento de térmicas mais onerosas, levando o Custo Marginal da Operação a valores expressivamente inferiores aos valores do pico da crise, muito próximos de zero nos submercado Norte e Nordeste e muito próximos do PLD médio na Região Sudeste e Sul, e o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) a valores no piso ou muito próximos do piso estabelecido por essa agência para 2022. **Portanto, resta inequívoco que a metodologia que define as Bandeiras Tarifárias já sugere a adoção de Bandeira Amarela ou Verde nos próximos meses.**

Não desconhecemos as razões que levaram à adoção de uma Bandeira de Crise Hídrica e a definição da manutenção desse adicional até o mês de abril, **mas considerando todo o exposto acima, como também o empréstimo em vias de ser autorizado para cobrir o déficit das distribuidoras de energia, cujo valor ainda não definido por essa agência, que poderá levar em consideração o eventual impacto da adoção, por exemplo, de Bandeira Verde ou Amarela já a partir do mês de março deste ano, para todos os consumidores de energia elétrica no ambiente cativo**, solicitamos especial atenção ao que ora sugerimos e que entendemos ser a **medida mais racional** a ser tomada no momento atual, respaldada em critérios técnicos estabelecidos por essa agência reguladora.

Aproveitamos o ensejo, para apresentar a V.Sa. os nossos cordiais cumprimentos.

Atenciosamente,

Manoel Teixeira de Mesquita Neto
Presidente do Conselho Nacional de Consumidores - CONACEN

Nota Técnica nº 045/2022-SRG-SGT-SRM/ANEEL

Em 11 de abril de 2022.

Processo: 48500.000441/2022-11.

Assunto: Proposta de abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para a definição dos parâmetros de acionamento e dos valores dos patamares das Bandeiras Tarifárias para o ciclo 2022/2023.

I - DO OBJETIVO

1. O objetivo desta Nota Técnica é apresentar a proposta de abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para a definição dos parâmetros de acionamento e dos valores adicionais das Bandeiras Tarifárias para o ciclo 2022/2023.

II - DOS FATOS

2. Em 28 de junho de 2021, por meio da Medida Provisória - MP nº 1.055, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg) foi criada como forma de atuar no enfrentamento da crise hidroenergética, iniciada em meados do ano de 2021.

3. A Resolução Homologatória (REH) nº 2.888, de 29 de junho de 2021, estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das Bandeiras Tarifárias de que tratam o submódulo 6.8 do Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), com vigência a partir de 1º julho de 2021.

4. Em 31 de agosto de 2021, a Creg emitiu a Resolução nº 3/2021, determinando à ANEEL a implementação de patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, no valor de R\$142,00/MWh. Segundo o dispositivo, a Bandeira Escassez Hídrica deveria vigorar entre setembro de 2021 a abril de 2022, não atingindo aos consumidores inscritos na Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE). Para esse último agrupamento, aplicou-se o disposto na REH nº 2888/2021.

5. Em 9 de setembro de 2021, a Resolução Creg nº 4/2021 determinou a realização de Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para Contratação de Reserva de Capacidade, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 4º da MP nº 1.055/2021, com vista à otimização do uso dos recursos hidroenergéticos no Sistema Interligado Nacional (SIN) e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País.

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

Pág. 2 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

6. A Resolução Normativa (REN) nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022, aprovou a versão 1.9c (vigente) do Submódulo 6.8 do Proret.

III - DA ANÁLISE

III.1 Atualização de dados e de parâmetros históricos

7. Em consonância com o discriminado no submódulo 6.8 do Proret, parte integrante da atividade de revisão dos adicionais e dos parâmetros de acionamento das Bandeiras Tarifárias consiste em atualizar ampla gama de dados e de parâmetros históricos. Em síntese, cuidam-se destes parâmetros:

- Limites para o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), conforme Resolução Homologatória n. 2.994, de 14 de dezembro de 2021 (Tabela 1);

Tabela 1 – Limites para o PLD

	2021	2022	%
PLDmin	49,77	55,7	11,9%
PLDmax	583,88	640,5	9,7%

- Correção monetária por meio do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), em valor acumulado em 2021 de 9,8%;
- Mercados de energia (volumes energéticos médios anuais) para o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), para os consumidores integrantes do Mecanismo das Bandeiras Tarifárias, Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e Livre (ACL);
- Preço médio dos contratos de compra de energia no ACR;
- Custo médio esperado para a Energia de Reserva, proveniente de prospecção feita pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)¹;
- Previsão de crescimento da carga de energia para 2022 em consonância com a Nota Técnica EPE-DEA-SEE-002/2022, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Custos Variáveis Unitários (CVUs) e disponibilidades do parque termelétrico, conforme dados constantes dos arquivos *CLAST.dat* e *TERM.dat* do modelo Newave, divulgados no âmbito do Programa Mensal da Operação (PMO) de janeiro de 2022; e
- Históricos do PLD, de produção hidrelétrica no âmbito do MRE e da energia de reserva, extraídos do Relatório de Informações ao Mercado, de autoria da CCEE e disponíveis no sítio eletrônico daquela Câmara disponível em www.ccee.org.br.



Carta CCEE nº 2.807/2022, de 31 de março de 2022 – 48513.009579/2022-00

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 82BF13DA006789FF

Pág. 3 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

8. Importante mencionar que todos esses dados e parâmetros constam de rotina de cálculo consubstanciada na linguagem computacional *R*, denominada *Bandeiras_rev4.R*. Trata-se de código aberto, cuja divulgação é feita anexa a esta Nota Técnica. O processamento desse algoritmo central pressupõe a leitura de vários arquivos-texto e de outras sub-rotinas auxiliares de cálculo, cuja compilação resultou na confecção da pasta digital denominada *Deck_Bandeiras*.

III.2 Parametrização e Regra de Acionamento

9. Em consonância com o disposto no submódulo 6.8 do Proret, a sistemática de acionamento está ancorada na performance histórica das hidrelétricas que compõem o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Algebricamente, esse conceito é assimilado por meio da exposição dos geradores hidrelétricos no âmbito do mercado de curto prazo (*GSF – Generation Scaling Factor*), para tanto observando graduação progressiva de riscos (quantis estatísticos) parametrizados segundo a densidade empírica de probabilidades da variável Valor Unitário (VU). A definição matemática para o VU é disposta a seguir:

$$VU = PLD \times [GSF - 1] \quad (1)$$

Em que:

$$GSF = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i^t}{\sum_{i=1}^n GF_i^t} \quad (2)$$

Onde:

Q_i^t é a produção da usina hidrelétrica i no intervalo de tempo t (nas Bandeiras, t = mês); e GF_i^t é a garantia física da mesma usina i , no mesmo intervalo de tempo t .

10. Na Figura 1, ilustra-se a arquitetura metodológica vinculada à sistemática de acionamento. Na Tabela 2, mostram-se os resultados para o VU em cada qual dos quatro patamares das Bandeiras Tarifárias, ao se agregar o ano de 2021 à sua composição histórica.



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 82BF13DA006789FF

Pág. 4 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

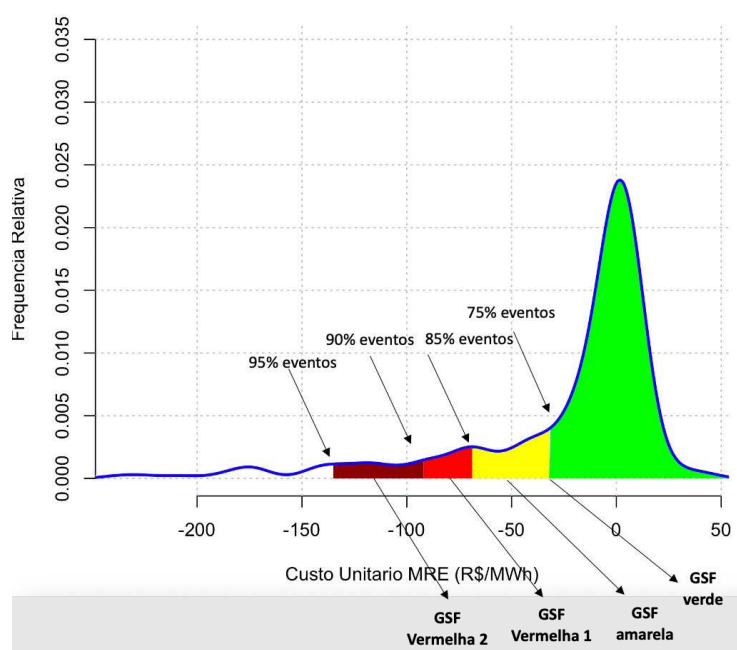


Figura 1 - Esquema metodológico vinculado à sistemática de acionamento ancorada no GSF.

Tabela 2 – Valores Unitários para o GSF

Patamar	Verde	Amarela	Vermelha1	Vermelha2
Valor (R\$/MWh) 2021	-25,91	-41,74	-69,63	-99,53
Valor (R\$/MWh) 2022	-31,93	-45,66	-75,79	-108,97
%	23,2%	9,4%	8,8%	9,5%

11. A incorporação da crise hídrica vivenciada no ano passado (amostra histórica dos valores dos 12 meses de 2021), somada aos impactos da correção monetária e do ajuste de escala promovido pelos novos limites do PLD, implicaram alteração dos valores nominais para as referências que definem cada patamar. O maior impacto percentual foi na Bandeira Verde, em que pese em termos nominais os incrementos tenham sido próximos entre si, em média de 23,2% de aumento.

III.3 Valores para a rubrica GSF

12. Os valores de referência para os custos vinculados ao risco hidrológico são a composição dos resultados da métrica estatística apresentada no item anterior somada a referências de receitas atreladas aos prêmios de repactuação de que trata a Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015. No algoritmo em tela, há uma subrotina específica para lidar com esse tópico (*premiosv4.R*), o que inclui a incorporação de dados afetos aos termos de repactuação e a atualização de seus parâmetros financeiros no tempo.



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 82BF13DA006789FF

13. Destaca-se que para a composição da receita vinculada ao referencial do patamar Verde, optou-se por não considerar todo o portfólio de repactuação disponível. Isso porque inferência estatística voltada à análise histórica do GSF segundo as respectivas faixas de acionamento (Figura 2, abaixo) revelou que cerca de 75% dos episódios de Bandeira Verde apresentaram GSF próximos ou superiores a 0,95 (vide Figura 2). Diante desse achado, consideraram-se apenas os prêmios cujo fator f fosse igual ou superior a cinco quando da composição da receita esperada para o patamar Verde. Os resultados são exibidos na Tabela 3.

14. Os valores nominais pouco diferiram-se entre si (diferença de R\$0,18/MWh). Não obstante o baixo impacto, avalia-se que essa distinção tem mérito técnico, o que justificaria sua manutenção na solução de cálculo associada à projeção de receitas em tela.

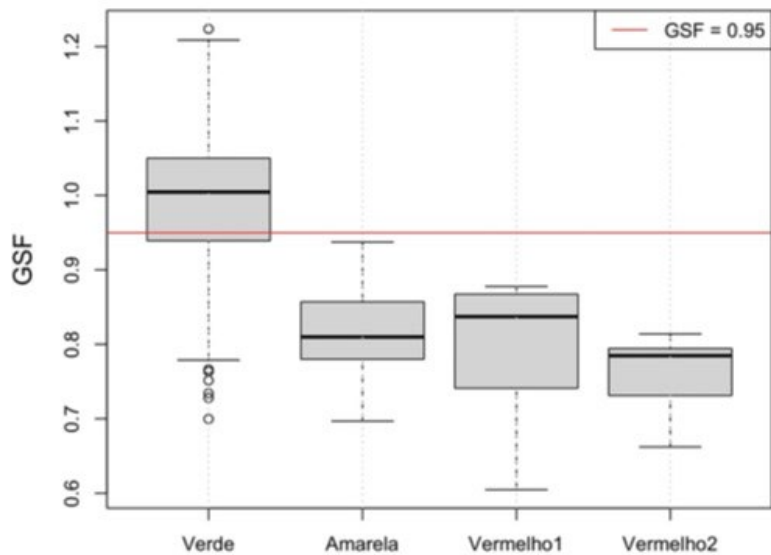


Figura 2 – Inferência estatística para o GSF segundo as faixas de acionamento

Tabela 3 – Valores para os prêmios de repactuação do risco hidrológico

Patamar	Verde	Amarela	Vermelha1	Vermelha2
Valor (R\$/MWh) 2022	2,36	2,54	2,54	2,54

15. O valor final para a rubrica risco hidrológico é a diferença entre os valores unitários de GSF em cada qual dos patamares das Bandeiras, subtraído da estimativa de receita de prêmios de repactuação de que trata a REN n. 684/2015. Além disso, tendo em vista que o patamar Verde confere o marco de referência para a cobertura tarifária, as cifras finais para os demais patamares ainda deve prever a subtração entre resultado líquido da operação anterior e a cifra computada referencialmente para a cobertura tarifária. O resultado desse processamento é exibido na Tabela 4.



Tabela 4 – Valores finais para a rubrica risco hidrológico

	Verde	Amarela	Vermelha1	Vermelha2
Valor em 2021 (R\$/MWh)	-23,37	-15,84	-43,73	-73,63
Valor em 2022 (R\$/MWh)	-29,57	-15,91	-46,04	-79,22
%	26,5%	0,4%	5,3%	7,6%

III.4 PLDs de referência para cada patamar

16. Outra importante métrica prevista no Proret refere-se à fixação de PLDs de referência para cada qual dos quatro patamares das Bandeiras Tarifárias, visando a uma indexação uniforme para o cálculo das rubricas em cujo esse parâmetro exerce papel central à definição de seus respectivos valores.

17. Para tanto, metodologia de regressão linear é aplicada, com os dados sendo previamente adequados a uma granularidade anual, onde também se procura seguir a mesma gradação de risco fixada para a sistemática do acionamento. Uma diferença importante é a de que o valor resultante do PLD não é a média do intervalo de cada patamar, mas a ordenada condizente com o resultado da regressão a partir dos intervalos que seguem o padrão da Figura 1: 75% dos eventos para Verde, 85% para a Amarela, 90% para a Vermelha 1 e 95% para a Vermelha 2. O detalhamento dessa métrica consta do algoritmo *Bandeiras_rev4.R*. Os resultados para esse ciclo constam da Figura 3 e Tabela 5.

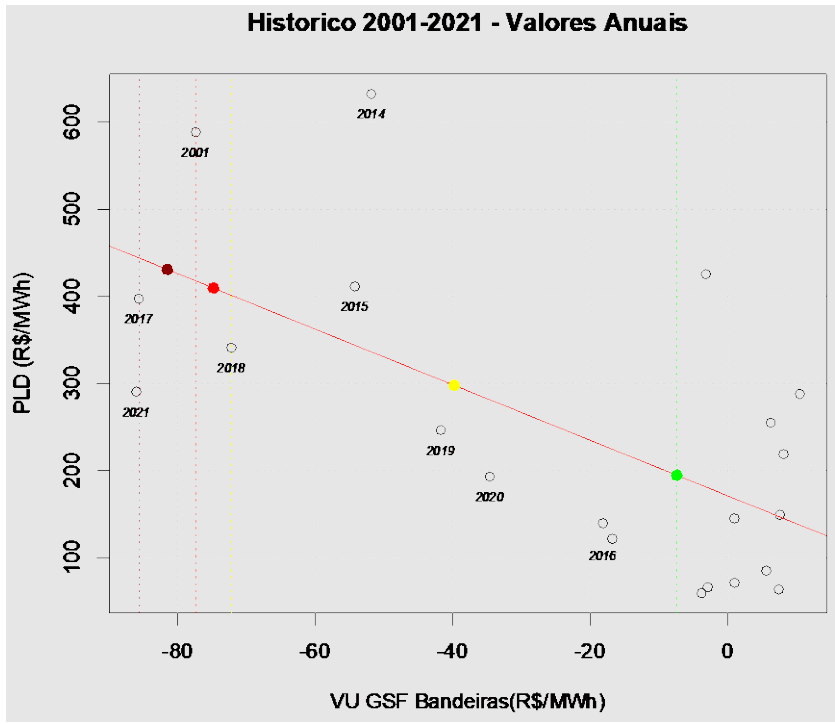


Figura 3 – Regressão para os PLDs

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 82BF13DA006789FF



Pág. 7 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

Tabela 5 – Valores para os PLDs de referência

	Verde	Amarela	Vermelha1	Vermelha2
Valor em 2021 (R\$/MWh)	169,95	257,27	371,28	407,06
Valor em 2022 (R\$/MWh)	194,92	298,14	409,60	431,04
%	14,7%	15,9%	10,3%	5,9%

III.5 Custos de CCEAR_D

18. A estimativa de custos do CCEAR_D é feita a partir de simulação de um processo progressivo de despacho das usinas termelétricas que compõem o SIN, com foco nos rebatimentos da parcela física vinculada aos contratos celebrados nessa modalidade em específico (i.e., contratos por disponibilidade). Trata-se de rotina simplificada, na medida em que adota referência única de PLD para os submercados (portanto desconsidera restrições de transmissão entre os submercados) e não leva em conta composições conjunturais de disponibilidades das plantas, mas sim os seus índices de *performance* histórica² para fixar a disponibilidade energética esperada em cada termelétrica. Na Figura 4, ilustra-se a confecção das curvas de oferta termelétrica idealizadas, para cada qual dos subsistemas do SIN.

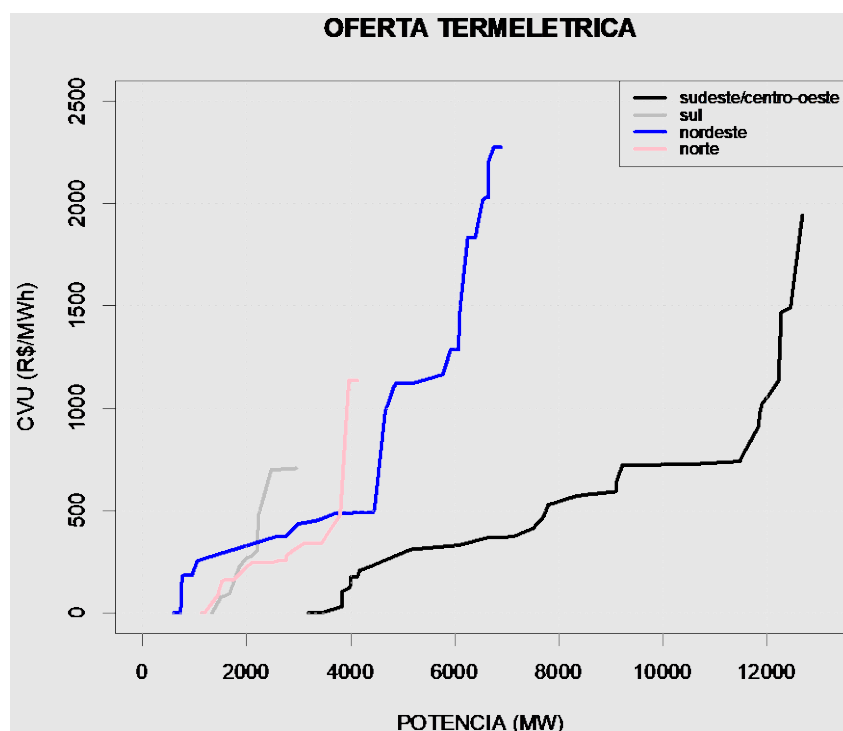


Figura 4 – Oferta termelétrica do CCEAR_D



De que trata a Resolução Normativa ANEEL n. 614, de 3 de junho de 2014.

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 82BF13DA006789FF

Pág. 8 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

19. Importante também sublinhar que a parcela de custo variável relativa às usinas do leilão de reserva do PCS foi agregada à oferta termelétrica em tela. Isso porque se trata de um custo diretamente vinculado à operação do sistema, porquanto dependente da política de despacho do ONS. Logo, na prática, a formação desses custos obedecerá à sistemática de hierarquização embecida nos algoritmos de otimização eletronegética. Não se diferencia, portanto, essas UTEs do PCS das demais UTEs no âmbito do processo de despacho do ONS, no que diz respeito aos seus custos variáveis.

20. Os parâmetros dessas usinas podem ser consultados no arquivo *pcs.csv*, integrante do *deck* utilizado pelo algoritmo *Bandeiras_rev4.R*. Vale frisar, ainda, que interações com a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG) culminaram em ajustes sobre o parque mais provável de ser concretizado em operação comercial, implicando retirada das usinas EDLUX X, EPP II, EPP IV e Rio de Janeiro I do respectivo portfólio. Adicionalmente, as demais usinas do PCS tiveram a data de entrada atualizada, conforme o Relatório de Expansão da Geração - Ralie³.

21. Para se compor os custos dessa rubrica CCEAR-D dentro de cada patamar das Bandeiras Tarifárias, deve-se aplicar os PLDs de referência à hierarquização da oferta termelétrica agregada no SIN, de modo a se capturar os custos variáveis dentro de cada intervalos. Maiores detalhes sobre as premissas adotadas no âmbito do dimensionamento da rubrica CCEAR_D podem ser consultados na sistemática computacional *Bandeiras_rev4.R*, em suas sub-rotinas (*CurvaCCEAR_D.R*; *Referencia CCEAR-D.R* e *Referencia CCEAR-D2.R*) e nos dados de entrada correlatos. O resultado da atualização desses custos é disposto na Tabela 6. Já os impactos na dimensão de custos fixos das usinas do PCS (cobertura tarifária) será abordado no Item Encargo de Energia de Reserva (EER).

Tabela 6 – Valores para o CCEAR_D

	Verde	Amarela	Vermelha1	Vermelha2
Valor em 2021 (R\$/MWh)	39,04	12,69	24,18	27,18
Valor em 2022 (R\$/MWh)	44,19	21,56	40,91	43,80
%	13,2%	69,8%	69,2%	61,2%

22. Notam-se elevações significativas para as referências em cada patamar, com incrementos que atingiram quase 70% para os casos dos patamares Amarelo e Vermelho 1. Além do índice inflacionário, repercute sobre esses aumentos a dinâmica de preços dos combustíveis, que estiveram sujeitos a choques de oferta em escala global em face dos efeitos da pandemia da Covid-19 sobre a economia, particularmente sobre a cadeia de produção desses energéticos, e à trajetória do câmbio da moeda norte-americana no mesmo período.



<https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>

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 82BF13DA006789FF

Pág. 9 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

23. Para ilustrar essa disposição, procedeu-se à diferença entre CVUs do parque termelétrico vinculado aos contratos CCEAR_D, considerando a conjuntura antevista na operação em janeiro de 2021 (Programa Mensal da Operação – PMO de janeiro de 2021), contrastada com configuração mais recente, do PMO de janeiro de 2022. Para tanto, utilizou-se o arquivo de entrada do modelo Newave *clast.dat* e organizaram-se os resultados produzidos segundo o histograma da Figura 5.

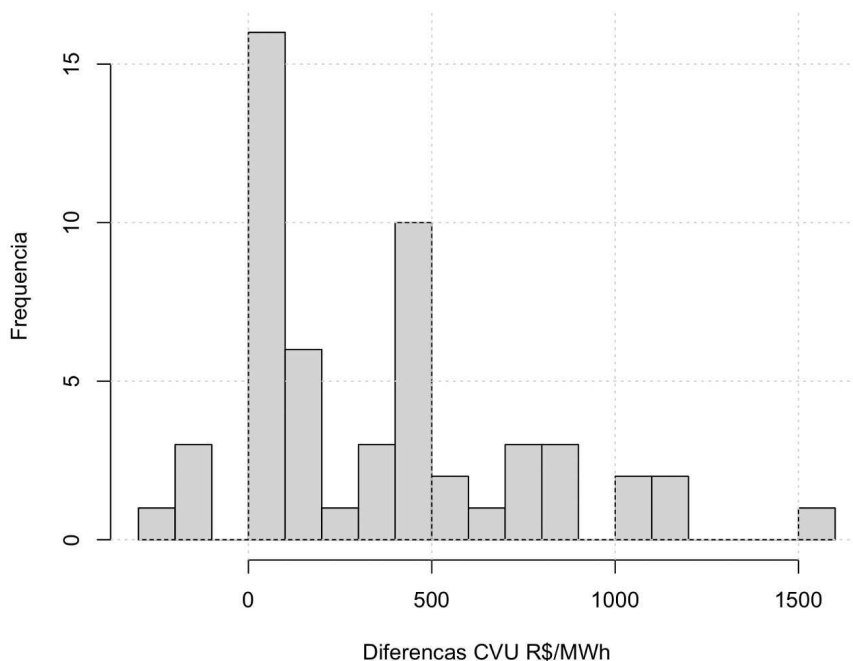


Figura 5 – Diferenças de CVU para o CCEAR_D entre janeiro de 2022 e janeiro de 2021

24. Alguns poucos casos apresentaram redução de valor nominal para o CVU. A maioria foi de aumento, em alguns episódios (seis ao total) atingindo diferenças superiores a R\$1.000/MWh. A combinação dessas referências de custos com a disponibilidade energética de cada planta termelétrica leva ao efeito final de custo operativo.

25. O resultado cumulativo dessa análise é exibido na Figura 6. Em ordem de grandeza, vê-se que o custo operativo praticamente dobrou nessa janela operativa, ao se considerar a mesma referência de acionamento do parque termelétrico vinculado.



Pág. 10 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

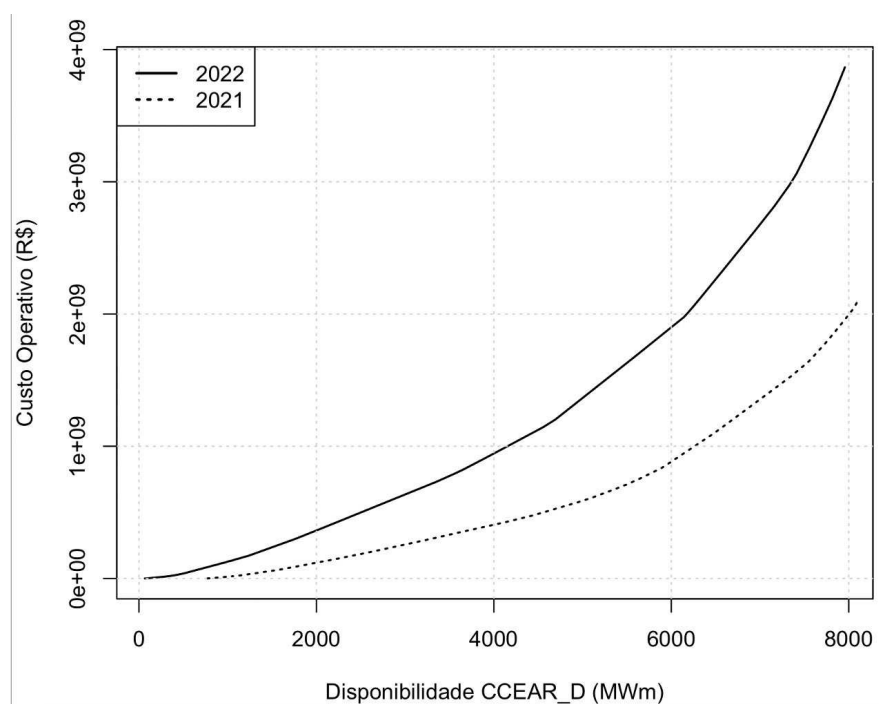


Figura 6 – Diferenças de custos operativos para o CCEAR_D entre janeiro de 2022 e janeiro de 2021

III.6 Encargo de Energia de Reserva (EER)

26. A sistemática vinculada à estimativa dos valores do EER também se apoia no histórico de geração observada do respectivo portfólio de contratos, para o qual foi acrescentado mais um ano de observações registradas pela CCEE. O tratamento estatístico para esses dados e suas correlações com a parametrização das Bandeiras Tarifárias são detalhados na subrotina “reserva_VM.R”.

27. Um novo item que passou a ser alocado nessa rubrica foi o PCS, particularmente a sua dimensão de custos de natureza fixa. Para a estimativa de produção energética do conjunto, incluíram-se as parcelas de geração inflexível contratada como volume de eletricidade compulsório do portfólio. As considerações sobre cronograma de entrada e viabilidade de operação comercial das plantas foram cotejados junto à SFG, a exemplo do que fora assinalado no item anterior (CCEAR_D).

28. O resultado dessa análise foi agregado ao histórico do restante do parque original vinculado ao ERR. Os detalhes dos cálculos podem ser consultados na planilha eletrônica *EstimativaCONER 2022_Carta 2807.xlsx*. Nessas condições, o valor médio da energia de reserva saltou de R\$282,92MWh (referência do ciclo anterior) para R\$511,09MWh, elevação de aproximadamente 81%.

29. A acomodação desses custos é própria de ser feita na cobertura tarifária (Bandeira Verde), em razão de sua natureza estática. Essa estimativa foi confrontada com uma expectativa de receita para o mesmo patamar⁴, o que resultou em custo (líquido) a ser suportado pelos consumidores de



Indexada ao PLD de referência da Bandeira Verde.

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 82BF13DA006789FF

Pág. 11 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

R\$24,31/MWh. Esse e os demais valores fixados para os outros patamares das Bandeiras são exibidos na Tabela 7.

Tabela 7 – Valores para o EER

	Verde	Amarela	Vermelha1	Vermelha2
Valor em 2021 (R\$/MWh)	-7,25	6,51	16,20	21,13
Valor em 2022 (R\$/MWh)	-24,31	7,19	16,30	20,03
%	235,1%	10,6%	0,6%	-5,2%

III.7 Balanço de contratos no Mercado de Curto Prazo (MCP)

30. Neste item, reajustou-se o valor para o custo médio dos contratos sob responsabilidade das Distribuidoras, o que no jargão setorial denomina-se *Pmix*. Esse parâmetro subiu de R\$227,48/MWh para R\$282,92/MWh.

31. O restante do cálculo prevê considerar o volume médio anual de energia contratada pelas distribuidoras, que é confrontado com a expectativa de consumo na mesma escala. Nesse último caso, ainda se faz uso de uma taxa de crescimento esperada para o ano de 2022, de autoria da EPE, do ONS e da CCEE (Vide Nota Técnica EPE-DEA-SEE-002/2022) e a consideração da receita ou da despesa oriunda da liquidação da diferença média entre o volume de contratos e o de consumo no âmbito do MCP, onde se aplicam os PLDs de referência previamente determinados para cada patamar. O resultado dos valores para os patamares das Bandeiras está disposto na Tabela 8.

Tabela 8 – Valores para o MCP

	Verde	Amarela	Vermelha1	Vermelha2
Valor em 2021 (R\$/MWh)	-	3,29	12,00	14,73
Valor em 2022 (R\$/MWh)	-	1,00	8,29	9,69
%	-	-69,7%	-30,9%	-34,2%

III.8 Valores finais para os patamares

32. Os valores finais para os patamares das Bandeiras nada mais são do que a soma algébrica das parcelas individuais obtidas em cada rubrica separadamente. O resultado dessa operação está disposto na Tabela 9.

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 82BF13DA006789FF



Pág. 12 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

Tabela 9 – Valores para os patamares

	Verde	Amarela	Vermelha1	Vermelha2
Valor em 2021 (R\$/MWh)	0,00	18,74	39,71	94,92
Valor em 2022 (R\$/MWh)	0,00	29,27	62,37	93,30
%	0,0%	56,2%	57,1%	-1,7%

33. Notem-se incrementos superiores a 55% para os patamares Amarelo e Vermelho 1, notadamente liderados pelo gradiente de custos do CCEAR_D. No caso da Vermelha 2, o decréscimo apontado decorre sobretudo do retorno ao uso do valor em risco de 95% para o cômputo dos custos vinculados ao risco hidrológico. Rememora-se que, excepcionalmente, a REH 2.888/2021 estendera essa premissa metodológica para 100% dos eventos históricos conhecidos à época, em face da intensidade da crise hídrica então experimentada, o que resultara em um adicional de Vermelha 2 de 94,92.

34. Vale registrar que a referência de cobertura tarifária que lastreia os valores finais apontados foi de R\$98,06/MWh, um aumento de 41% em relação ao marco anterior (R\$69,66/MWh). Trata-se de referência indicativa, dado que o valor da cobertura tarifária é obtido dinamicamente nos processos de reajustes ordinários das distribuidoras, em consonância com o disciplinado nos Submódulos 3, 4 e 5 do Proret. Não obstante o exposto, parcela relevante desse acréscimo pode ser atribuída aos custos fixos vinculados às usinas do PCS.

III.9 Parâmetros para a Cobertura Tarifária

35. Diante das atualizações dos parâmetros que integram o cálculo das Bandeiras Tarifárias e a fim de harmonizar com os valores concedidos às Distribuidoras nos processos de reajustes/revisões, as coberturas tarifárias dos CCEAR-Ds, do EER e do componente financeiro da Previsão do Risco Hidrológico devem ser ajustadas para seguir o PLD específico da Bandeira Verde.

36. A Tabela 10 resume os parâmetros propostos para a cobertura tarifária nos processos de 2022.

Tabela 10 – Cobertura Tarifária

Componente Tarifário	Cobertura 2021 (Atual)	Cobertura 2022 (Proposta)
EER (% Receita Fixa)	40%	62%
Previsão Risco Hidrológico	R\$ 169,95/MWh	R\$ 194,92/MWh
CCEAR-D (Parcela Variável)	R\$ 169,95/MWh	R\$ 194,92/MWh

37. Conforme dispõe o Submódulo 5.4 do PRORET, a cobertura tarifária do EER corresponderá um percentual da receita fixa dos CER. Para 2022, considerando a razão entre o PLD de referência da A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Pág. 13 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

bandeira verde de R\$ 194,92/MWh e o custo unitário do EER (VU_EER) de R\$ 511,09/MWh, tal percentual será de 62%.

$$\%EER = 1 - \frac{PLD_{\text{verde}}}{VU_{\text{EER}}} = 1 - \frac{194,92}{511,09} = 62\%$$

38. Em relação aos demais componentes, a cobertura tarifária dos CCEAR-Ds e da Previsão do Risco Hidrológico será atualizada a partir da aplicação direta do novo parâmetro nos processos tarifários.

IV- DO FUNDAMENTO LEGAL

39. Esta Nota Técnica fundamenta-se nestes marcos legais e regulatórios:

- I – Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- II – Medida Provisória nº 1.055, 28 de junho de 2021;
- III – Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015;
- IV – Resolução Creg nº 3/2021, de 31 de agosto de 2021;
- V – Resolução Creg nº 4/2021, de 9 de setembro de 2021;
- VI – Resolução Normativa nº 614, de 3 de junho de 2014;
- VII – Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015;
- VIII – Resolução Normativa nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022;
- IX – Resolução Homologatória n. 2.888, de 29 de junho de 2021; e
- X – Submódulos 4.4, 4.4A, 5.4, 6.8 do PRORET.

V- DA CONCLUSÃO

40. A observação do rito aplicável ao reajuste dos valores dos patamares das Bandeiras Tarifárias levou a aumentos superiores a 55% para as faixas Amarela e Vermelha 1, com leve decréscimo para o patamar 2 da Bandeira Vermelha. Os aumentos são explicados sobretudo pela recente dinâmica de preços dos combustíveis, cujos valores têm sido pressionados pelo cenário macroeconômico mundial, com repercussões diretas sobre os contratos termelétricos por disponibilidade (CCEAR_D). Em apertada síntese, o custo operativo desse portfólio praticamente dobrou entre janeiro de 2021 e 2022.

41. Esses mesmos gradientes estão presentes na faixa que caracteriza o patamar 2 da Bandeira Vermelha. Contudo, o leve decréscimo ainda verificado deve-se, sobretudo, ao retorno do uso do valor em risco de 95% para o cômputo dos custos vinculados ao risco hidrológico nesse limiar de acionamento. Rememora-se que, excepcionalmente, a REH 2.888/2021 estendera essa premissa metodológica para 100% dos eventos históricos conhecidos no ciclo anterior, o que se justificava em face da intensidade da crise hídrica vivenciada à época.

42. Outro fator de pressão tarifária deve-se ao início da operação comercial de usinas contratadas no leilão PCS, cujo maior gradiente dar-se-á sobre o montante de cobertura atribuído ao Encargo de Energia de Reserva (EER), porquanto tratar-se de parcela de natureza fixa e associada a essa modalidade de contratação.

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 82BF13DA006789FF



Pág. 14 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

V- DA RECOMENDAÇÃO

43. Recomenda-se encaminhamento desta Nota Técnica ao Diretor-Relator, recomendando-lhe instaurar Consulta Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o reajuste dos valores das Bandeiras Tarifárias nos termos do aqui exposto.

(Assinado digitalmente)

BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO
Especialista em Regulação – SRG

(Assinado digitalmente)

ANDRÉ VALTER FEIL
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

FELIPE AUGUSTO CARDOSO MORAES
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

FELIPE PEREIRA
Especialista em Regulação – SRM

De acordo:

(Assinado digitalmente)

ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO
Superintendente de Regulação dos Serviços de
Geração

(Assinado digitalmente)

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

(Assinado digitalmente)

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado



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 82BF13DA006789FF

Pág. 15 da Nota Técnica nº 045/2022 – SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11/04/2022.

ANEXO I: Material técnico de suporte

- *Deck_Bandeiras.zip*
- *Nota Técnica EPE-DEA-SEE-002/2022*
- Planilha eletrônica *EstimativaCONER 2022_Carta 2807.xlsx*.

SÉRIE
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA EPE-DEA-SEE-002/2022

NOTA TÉCNICA ONS DPL 0009/2022

NOTA TÉCNICA CCEE 00285/2022

**Previsão de carga para o
Planejamento Anual
da Operação Energética**
do Sistema Interligado Nacional
2022-2026

Rio de Janeiro
Janeiro de 2022



Operador Nacional
do Sistema Elétrico



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “*double sided*”)



Ministério de Minas e Energia

SÉRIE
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA EPE-DEA-SEE-002/2022

NOTA TÉCNICA ONS DPL 0009/2022

NOTA TÉCNICA CCEE 00285/2022

**Previsão de carga para o
Planejamento Anual
da Operação Energética**
do Sistema Interligado Nacional
2022-2026



Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

**Superintendente de Estudos Econômicos e
Energéticos**

Carla da Costa Lopes Achão

Coordenação Técnica

Arnaldo dos Santos Junior

Gustavo Naciff de Andrade

Equipe Técnica

Aline Moreira Gomes

Allex Yujhi Gomes Yukizaki

Lidiane de Almeida Modesto

Simone Saviolo Rocha

URL: <http://www.epe.gov.br>

Escritório Central

Praça Pio X, n. 54

Centro – Rio de Janeiro – RJ

CEP: 20091-040

Diretor-Geral

Luiz Carlos Ciochi

Diretor de Planejamento e Programação da Operação

Alexandre Nunes Zucarato

Gerente Executivo de Metodologias, Modelos e Cargas

Maria Aparecida Martinez

Gerente de Previsão de Carga

Fausto Pinheiro Menezes

Equipe Técnica

Douglas Aranil Magalhães Barbosa

Marcia Pereira dos Santos

Marcela Rodrigues Peixoto

URL: <http://www.ons.org.br>

Sede

Setor de Indústria e Abastecimento Sul

Área de Serviços Públicos – Lote A

71215-000 - Brasília – DF

Escritório Central

Rua Júlio do Carmo, nº 251 – Cidade Nova

20211-160 - Rio de Janeiro – RJ



Presidente

Rui Guilherme Altieri Silva

Conselheiro Área de Gestão de Mercado

Talita Porto

Gerente Executivo de Preços, Modelos e Estudos Energéticos

Rodrigo Sacchi

Gerente de Modelos e Estudos Energéticos

Guilherme Matiussi Ramalho

Equipe Técnica

Erika Joseph da Cunha Gomes

Rodrigo da Rosa Azambuja

Fernanda Nakano Kazama

URL: <http://www.ccee.org.br>

Escritório Central

Avenida Paulista 2064 – 13º andar

01310-200 – São Paulo – SP

SÉRIE
ESTUDOS DA DEMANDA

NOTA TÉCNICA EPE-DEA-SEE-002/2022

NOTA TÉCNICA ONS DPL 0009/2022

NOTA TÉCNICA CCEE 00285/2022

**Previsão de carga para o Planejamento Anual
da Operação Energética**

*do Sistema Interligado Nacional***2022-2026****SUMÁRIO**

1	INTRODUÇÃO	I
2	SIN - MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2021	3
3	A CARGA DO SISTEMA INTERLIGADO EM 2021	7
4	PREMISSA MACROECONÔMICA	9
5	PROJEÇÃO DO CONSUMO NO SIN, 2022-2026	13
6	PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA NO SIN, 2022-2026	17
7	PROJEÇÃO DA CARGA DE DEMANDA NO SIN, 2022-2026	21
	ANEXOS	23

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1. SIN. Consumo de energia elétrica realizado por subsistema elétrico (GWh)	4
Tabela 2. SIN. Consumo de energia elétrica realizado por classe de consumo (GWh)	4
Tabela 3. SIN. Consumo de energia elétrica projetado por classe de consumo (GWh)	5
Tabela 4. SIN. Carga de energia por subsistema. Janeiro-Dezembro [2020-2021]	8
Tabela 5. SIN. Consumo projetado de energia elétrica, 2021-2026	13
Tabela 6. SIN. Projeção do consumo de energia elétrica na rede (GWh), 2022-2026	13
Tabela 7. SIN. Projeção da carga de energia (MWmédio), 2021-2026	18
Tabela 8. SIN. Acréscimos anuais da carga de energia (MWmédio), 2022-2026	19
Tabela 9. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Integrada (MWh/h)	22
Tabela 10. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Instantânea (MW)	22

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. SIN. Carga de energia 2019-2021	8
Figura 2. Evolução da taxa de crescimento do PIB nacional	11
Figura 3. SIN. Estrutura do consumo por subsistema (%)	14
Figura 4. SIN. Estrutura do consumo por classe (%)	14
Figura 5. SIN. Carga de energia: PLAN 2022 versus 2ª Rev. Quad. 2021	19

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

1 INTRODUÇÃO

Esta nota técnica tem por objetivo detalhar as premissas e os resultados da Previsão de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2022-2026 do ONS, elaborados em conjunto por Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, antecipados no correspondente Boletim Técnico, divulgado no mês de dezembro de 2021. Essas previsões de carga passaram a ser utilizadas a partir do Programa Mensal da Operação (PMO) de janeiro/2022.

As previsões do mercado, da carga de energia e de demanda apresentadas nesta nota técnica constituem uma atualização da demanda de energia elétrica elaborada na projeção anterior, isto é, na 2ª Revisão Quadrimestral das projeções do consumo e da carga do Sistema Interligado Nacional (SIN), para o período 2021-2025, divulgada em julho de 2021¹. Para a atual previsão levou-se em consideração a avaliação da conjuntura econômica e o monitoramento do consumo e da carga ao longo do ano de 2021, por meio das Resenhas Mensais do Mercado de Energia Elétrica da EPE, dos Boletins de Carga Mensais do ONS e dos InfoMercados Mensais da CCEE. Sendo que os dados realizados de consumo por classe disponíveis para análise eram até setembro e os dados de carga até outubro, complementados com as previsões do PMO para os meses finais de 2021 e janeiro de 2022.

Em termos econômicos, a pandemia da Covid-19 continua afetando a economia global e doméstica, porém com os avanços na vacinação e a reabertura da economia, os impactos são menores. No entanto, por conta da incerteza ainda elevada e de problemas, como a inflação, restrições na oferta de insumos, a recuperação vem acontecendo em um ritmo abaixo do observado no primeiro semestre. Tal contexto não alterou a projeção de crescimento do PIB de 5% para 2021 da 2ª Revisão Quadrimestral da Carga 2021-2025, porém, em virtude, principalmente de um ambiente de maior incerteza, sobretudo fiscal, e dos juros mais pressionadas, foram revisadas as projeções para os anos seguintes, passando de 2,3% para 1,3% em 2022; de 2,8% para 2,2% em 2023; 2,9% para 2,3% em 2024 e de 3% para 2,5% em 2025. Para 2026, ano que não estava contemplado na 2ª Revisão Quadrimestral da Carga 2021-2025, é esperado um crescimento de 2,5%.

Face o contexto observado até a elaboração da atual previsão, em novembro de 2021, a expectativa de carga e de consumo na rede do SIN em 2021 foram revistas em relação ao previsto na 2ª Revisão Quadrimestral da Carga 2021-2025, com redução de 465 MW médios na carga e acréscimo de 149 GWh no consumo.

¹ Disponível em <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/revisoes-quadrimestrais-da-carga>

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

2 SIN - MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2021

O consumo total de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional somou 370.179 GWh de janeiro a setembro de 2021, representando aumento de 6,6% em relação ao verificado no mesmo período de 2020.

Com exceção do crescimento de 7,9% no subsistema Nordeste, as variações no consumo nos outros subsistemas ficaram próximas ao resultado médio representado pelo SIN. Em todos os subsistemas, a classe de melhor desempenho no período foi a industrial, que cresceu 11,3% no SIN.

Contribuiu para este resultado da indústria não somente a base baixa de comparação, sobretudo no 2º trimestre de 2020, afetada pela paralisação parcial das atividades em decorrência da pandemia do COVID-19, mas também a retomada do setor em ritmo forte, ainda que, ao fim do 3º trimestre, já seja notada uma desaceleração. Vale destacar o bom desempenho observado principalmente nos segmentos de metalurgia, de fabricação de produtos de minerais não metálicos e da produção de químicos.

O consumo industrial teve crescimento a taxas de dois dígitos em todos os subsistemas, a taxa mais alta, 13%, foi observada no Sul, onde, além dos segmentos já citados, sublinha-se também o aumento do consumo na produção têxtil, e a mais baixa, 10%, no Norte.

No setor de Comércio e Serviços, o montante de 63.583 GWh consumido de janeiro a setembro no SIN, 5,8% maior ao registrado em 2020, reflete o progresso da vacinação e a atenuação das medidas de isolamento social ao longo do período em todo o país. Salienta-se, entretanto, que o patamar de consumo atual ainda é inferior ao pré-pandemia.

No subsistema Sudeste/Centro-Oeste, o consumo comercial cresceu 5,1%, seguido pelo Sul, com 5,3%. Resultados maiores foram observados nos subsistemas Norte e Nordeste, 8,1% e 8,3% respectivamente. Entre os subsistemas, o Nordeste foi o que mais sofreu em 2020 com o impacto da pandemia sobre o consumo comercial, seu resultado, portanto, significa uma recuperação mais acentuada.

O consumo nas residências até setembro subiu 3,5% no SIN. Contudo, a redução do isolamento social e o retorno gradual do trabalho nos escritórios, fazendo com que as pessoas passem menos tempo em casa, assim como o orçamento doméstico pressionado pela inflação, pela renda mais baixa e pelo desemprego altopesam para arrefecer o crescimento no consumo.

Nas outras classes de consumo, houve crescimento de 3,4% no consumo agregado, com destaque para o consumo associado às atividades rurais.

No período de 12 meses findos em setembro de 2021, o consumo total na rede foi de 495.663 GWh, observando-se aumento de 5,5% no montante de eletricidade consumido na rede. Entre as classes de consumo, o crescimento no consumo industrial se sobressai ao das demais. O resultado em 12 meses da classe comercial mais fraco do que no acumulado de janeiro a setembro reflete a recuperação gradual do setor, em que taxas positivas no consumo somente foram registradas a partir do 2º trimestre deste ano.

Na Tabela 1 são apresentados os resultados do consumo total no período.

Tabela 1. SIN. Consumo de energia elétrica realizado por subsistema elétrico (GWh)

Subsistema	Em Setembro			Até Setembro			12 Meses (findos em Setembro)		
	2020	2021	Δ%	2020	2021	Δ%	2020	2021	Δ%
Norte	3.125	3.293	5,4%	26.053	27.861	6,9%	35.211	37.215	5,7%
Nordeste	6.144	6.438	4,8%	54.070	58.163	7,6%	74.027	77.523	4,7%
Sudeste/CO	23.549	24.269	3,1%	201.957	214.544	6,2%	273.403	288.544	5,5%
Sul	7.197	7.369	2,4%	65.137	69.611	6,9%	87.271	92.380	5,9%
SIN	40.015	41.369	3,4%	347.216	370.179	6,6%	469.912	495.663	5,5%

Fonte: EPE.

Por sua vez, a Tabela 2 resume os dados de consumo no SIN por classe.

Tabela 2. SIN. Consumo de energia elétrica realizado por classe de consumo (GWh)

Classe	Em Setembro			Até Setembro			12 Meses (findos em Setembro)		
	2020	2021	Δ%	2020	2021	Δ%	2020	2021	Δ%
Residencial	12.104	12.471	3,0%	107.882	111.698	3,5%	144.107	150.466	4,4%
Industrial	14.631	14.869	1,6%	121.503	135.236	11,3%	163.617	179.925	10,0%
Comercial	6.620	7.229	9,2%	60.117	63.583	5,8%	83.872	85.462	1,9%
Outros	6.661	6.800	2,1%	57.714	59.662	3,4%	78.316	79.809	1,9%
Total	40.015	41.369	3,4%	347.216	370.179	6,6%	469.912	495.663	5,5%

Fonte: EPE.

Os resultados do consumo observados até setembro, aliados à avaliação do contexto econômico, balizaram a nova revisão do consumo para o ano de 2021.

Espera-se que o consumo total de eletricidade no SIN alcance 496.258 GWh em 2021, apresentando, em relação ao ano anterior, crescimento de 5%. Comparativamente à 2ª Revisão Quadrimestral, o montante anual consumido na rede teve acréscimo de apenas 149 GWh, resultado da revisão de expectativas para as classes de consumo, conforme mostra-se na Tabela 3.

Os maiores ajustes ocorreram nas classes industrial e residencial. O consumo na indústria teve sua taxa de crescimento no ano revisada de 8,7% para 8,0%, tendo em vista a desaceleração observada no consumo. Enquanto, nas residências, como o desempenho realizado até setembro ficou acima do esperado, o crescimento no consumo passou a 2,5%, contra 1,8% na 2ª Revisão Quadrimestral.

Já no comércio e nas outras classes os ajustes foram secundários. Desta forma, o crescimento no consumo comercial em 2021, antes esperado em 49%, deve ser de 5,1%. E, para as demais classes agregadas em Outros, a revisão significou um aumento de 2,9% para 3,2% no crescimento em 2021.

Tabela 3. SIN. Consumo de energia elétrica projetado por classe de consumo (GWh)

Classe	2020	2021			2021	
		2ªRQ 2021-2025 ¹	Δ%		PLAN 2022-2026 ²	Δ%
Residencial	146.650	149.290	1,8%	✓	150.304	2,5%
Industrial	166.192	180.689	8,7%	✓	179.471	8,0%
Comercial	81.996	86.038	4,9%	✓	86.162	5,1%
Outros	77.862	80.092	2,9%	✓	80.321	3,2%
Total	472.700	496.109	5,0%		496.258	5,0%

Notas: (1) Previsão para 2ª Revisão Quadrimestral de 2021.

(2) Previsão atual apresentada nesta nota técnica para PLAN 2022..

Fonte: EPE.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

3 A CARGA DO SISTEMA INTERLIGADO EM 2021

O período janeiro-dezembro/2021, foi marcado por vários fatores que tiveram impacto sobre o comportamento da carga. Merece destaque a ocorrência de elevadas temperaturas em todos os Subsistemas durante o primeiro trimestre do ano e um agravamento da pandemia da COVID-19 no Brasil. Por outro lado, com o maior nível de utilização da capacidade instalada desde novembro de 2014 o setor industrial continuou em modo de expansão ao longo do ano, no entanto, fatores como, a pressão nos custos, escassez de insumos, e elevada incerteza contribuíram para a piora no desempenho desse setor nos últimos meses do ano, levando a uma mudança da trajetória de recuperação. Além disso, o desemprego e a inflação, reduziram a demanda das famílias contribuindo para a deterioração do desempenho de vários setores da economia.

A ocorrência de temperaturas amenas, principalmente nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, nos meses de outubro e em parte novembro/21, atípicas para essa época do ano, teve reflexo direto no resultado apresentado pela carga.

O avanço do processo de reabertura econômica, em função da normalização da mobilidade urbana, levou a uma recuperação do setor serviços especialmente aqueles prestados às famílias, contribuindo positivamente, para o desempenho da carga no período.

Considerando os valores verificados da carga de energia no período de janeiro a outubro, valor estimado para novembro e a previsão para o mês de dezembro realizada no PMO de dezembro/2021, observa-se no período janeiro-dezembro, um crescimento de 3,9% no SIN, 3,0% no SE/CO, 4,0% no Sul, 5,7% no Nordeste e 6,8% no Norte, quando comparado ao mesmo período do ano passado.

A Tabela 4 apresenta, para o período janeiro-dezembro de 2021, a comparação entre a carga de energia verificada e a prevista originalmente para o 2ª Revisão Quadrimestral da Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2021-2025 do ONS, com os respectivos desvios.

A atual previsão da carga do SIN, para o ano de 2021, é de 69.475 MW médios, situando-se 465 MW médios abaixo da previsão elaborada para a 2ª Revisão Quadrimestral a Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2021-2025, o que representa um crescimento de 3,9% (ou 2.636 MW médio) relativamente à carga verificada no ano anterior.

A Tabela 4 e a Figura 1 resumem o resultado da projeção da carga de energia para o ano de 2021.

Tabela 4. SIN. Carga de energia por subsistema. Janeiro-Dezembro [2020-2021]

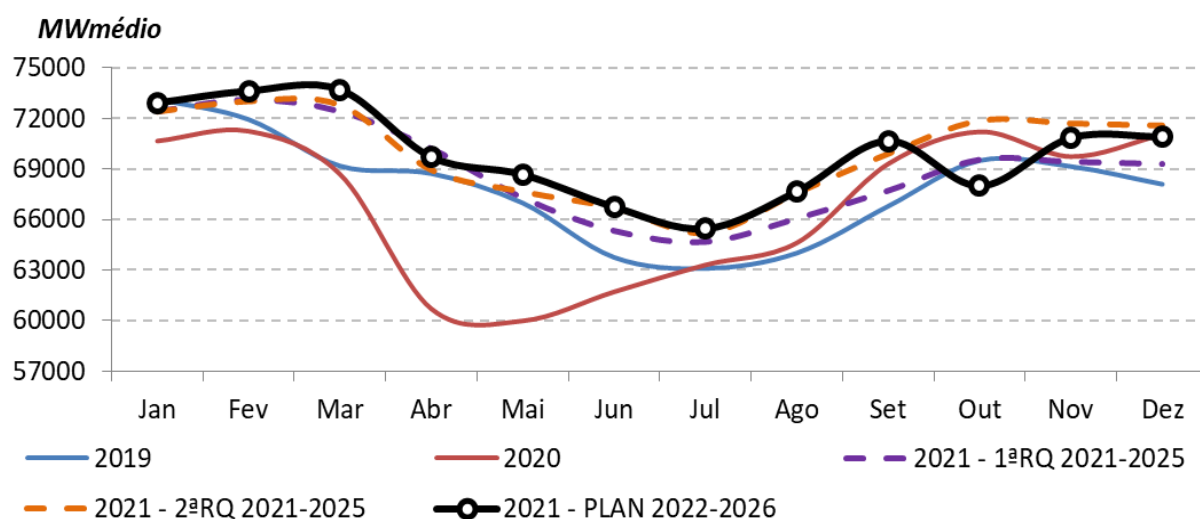
Período	Unid.	Norte	Nordeste	Sudeste/ Centro-Oeste	Sul	SIN
VERIFICADO 2020 [A] (1)	MWmédio	5.603	10.851	38.720	11.664	66.839
PREVISÃO PLAN 2021 [B] (2)	MWmédio	5.984	11.473	39.888	12.130	69.475
Crescimento [B/A]	%	6,8%	5,7%	3,0%	4,0%	3,9%
PREVISÃO 2ºRQ 2021 [C]	MWmédio	5.960	11.474	40.332	12.174	69.940
DESVIO [B] - [C]	MWmédio	24	-1	-444	-44	-465
DESVIO [B] / [C]	%	0,4%	0,0%	-1,1%	-0,4%	-0,7%

(1) Valores verificados em 2020.

(2) Para 2021: valores verificados nos meses de janeiro a outubro, valor estimado para novembro e a previsão para o mês de dezembro realizada no PMO de dezembro/2021.

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

Figura 1. SIN. Carga de energia 2019-2021



Nota: Na 1ª Revisão Quadrimestral foram considerados para 2021, valores verificados nos meses de janeiro e fevereiro, valor preliminar para março e valores previstos no PMO de abril/2021 para os meses de abril e maio. Na 2ª Revisão Quadrimestral: valores verificados nos meses de janeiro a maio, valor estimado para junho e a previsão para os meses de julho e agosto realizada no PMO de julho/2021. E no PLAN 2022-2026: valores verificados nos meses de janeiro a outubro, valor estimado para novembro e a previsão para o mês de dezembro realizada no PMO de dezembro/2021.

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

4 PREMISSA MACROECONÔMICA

O mundo ainda continua sendo afetado pela pandemia da COVID-19, porém por conta de avanços, ainda que desigual nos países, da vacinação, os impactos desta sobre a economia têm sido inferiores aos observados ao longo de 2020. No entanto, o surgimento de novas variantes do vírus ainda representa uma incerteza relevante para o cenário, já que, a depender evolução, pode levar a uma nova onda de crise sanitária, com aumento do número de casos, pressão sobre o sistema de saúde e a necessidade de adoção de medidas restritivas. Cabe mencionar que nesse trabalho, foram usadas as informações disponíveis até meados de novembro de 2021, momento de divulgação dos estudos do PLAN 2026, por isso toda a análise da conjuntura econômica apresentará esse corte temporal.

Tanto a economia mundial como a doméstica passaram por um processo de recuperação ao longo de 2021, porém, no segundo semestre, essa retomada aconteceu em um ritmo e intensidade inferior ao observado na primeira metade do ano. Dentre os fatores que podem explicar essa recuperação mais lenta, pode ser destacada a dinâmica dos preços. Ao longo de todo ano de 2021, a inflação se acelerou fortemente no Brasil e no mundo. No Brasil, com os preços mais elevados, o poder de compra das famílias foi deteriorado dificultando a retomada da demanda. Além disso, em resposta à aceleração inflacionária, o Banco Central passou a adotar uma política monetária mais restritiva, elevando a taxa de juros básica da economia, o que tem um impacto negativo sobre a atividade econômica, sobretudo para o ano de 2022.

Outro fator que contribui para uma recuperação mais lenta da economia brasileira é a alta taxa de desocupação. Ainda que esta esteja apresentando uma retomada gradual, ela ainda se encontra em um patamar muito elevado, o que tem impactos sobre a decisão de consumo das famílias. Além disso, as incertezas em relação à situação fiscal da economia brasileira também afetam a confiança dos agentes.

Em termos de atividade econômica o PIB do segundo trimestre, apresentou crescimento de 12,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. A taxa expressiva pode ser explicada, em parte, pela baixa base de comparação, já que o 2º trimestre de 2020 foi o mais afetado pela pandemia. Pela ótica da demanda, os destaques foram a formação bruta de capital fixo que cresceu 32,9%, por conta da maior produção e importação de bens de capital e pelo bom desempenho da construção civil. O consumo das famílias também apresentou uma taxa expressiva (10,8%), explicado em parte pela base de comparação e pelos programas de enfrentamento da pandemia adotados pelo governo, como o auxílio emergencial.

Já pelo lado da oferta, todos os macrossetores apresentaram crescimento em relação ao segundo trimestre de 2020. Esse crescimento foi puxado, principalmente, pela indústria (17,8%), com destaque para a transformação, e pelos serviços (10,8%). Já a agropecuária apresentou um crescimento mais no período (1,8%).

Com relação aos últimos meses do ano, até o momento de elaboração desta nota técnica, só estavam disponíveis os dados de atividade relativos a setembro. O indicador de atividade econômica do Banco Central (IBC-Br), que é considerado uma “prévia do PIB”, apresentou,

em setembro, um aumento de 0,7%, na comparação com o mesmo mês de 2020, no entanto anotou queda de 0,5% na margem. Já os indicadores mensais do IBGE apresentaram comportamentos heterogêneos para cada um dos setores, conforme pode ser visto a seguir.

A produção industrial (PIM/IBGE) voltou a apresentar mais uma queda, caindo 3,9% em setembro na comparação com o mesmo mês de 2020. Na margem, esse indicador apresentou a quarta queda consecutiva (-0,4%), refletindo, principalmente, problemas relativos a oferta de insumos, demanda interna enfraquecida e desaceleração de algumas atividades na China, importante parceiro comercial do Brasil. O volume de vendas do comércio varejista (PMC/IBGE) também apresentou queda em setembro tanto na margem (-1,3%) quanto em comparação com setembro de 2020 (-5,5%), influenciado, principalmente, segundo o IBGE, pela inflação elevada. Já o volume do setor de serviços (PMS/IBGE), apesar de ter caído em relação a agosto de 2020, apresentou crescimento de 11,4% na comparação com setembro de 2020, favorecido pela reabertura da economia e pelo avanço da vacinação.

No que diz respeito à percepção dos agentes, os últimos dados de confiança disponíveis referentes à novembro, mostraram queda da confiança do consumidor, indústria, serviços e comércio, quando comparados ao mês de outubro.

Os dados mostram que a projeção de PIB para 2021 da 2ª Revisão Quadrimestral se mantém válida, por isso foi mantida a projeção de crescimento de 5%. Em termos setoriais, para 2021 foram revisadas para baixo as perspectivas de crescimento para a agropecuária (de 3,3% para 2,3%) e para a indústria (de 5,6% para 5,3%), em função de atraso no plantio e de condições climáticas adversas para a primeira, e pelas restrições de suprimento mencionadas para a segunda. Por outro lado, o setor de serviços foi levemente revisado para cima (de 4,6% para 4,8%) em função do ritmo de recuperação recente do setor diante do avanço da vacinação da população brasileira e do processo de flexibilização gradual das restrições ao funcionamento de atividades com presença de público.

No entanto, a conjuntura econômica aqui descrita resultou em uma revisão da projeção de PIB para 2022 de 2,3% para 1,3%. Pela ótica da oferta, a expectativa de crescimento dos macrossetores foi reduzida em função do cenário mais adverso tanto do ponto de vista da demanda, com impactos da política monetária mais restritiva e do maior nível de juros sobre o consumo, quanto da oferta, uma vez que os problemas de custo e disponibilidade de matéria-prima devem persistir nos primeiros meses do ano. A expectativa é de um crescimento de 2,4% para a agropecuária, de 1,0% para a indústria e de 1,3% para os serviços.

Para os anos seguintes, espera-se um ambiente de maior estabilidade econômica, com recuperação da confiança dos agentes e uma maior expansão da demanda interna e, consequentemente, do PIB. Setores mais voltados à exportação, como a agropecuária, produção de *commodities* e ramos da indústria onde o País é competitivo, irão se beneficiar do crescimento da economia mundial. No entanto, as taxas de crescimento do PIB foram revisadas para baixo por conta das taxas de juros mais pressionadas e da maior incerteza fiscal.

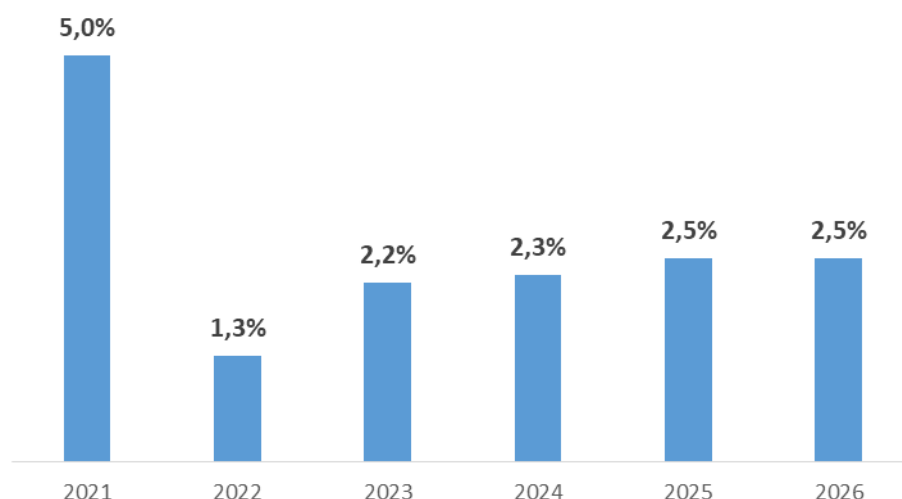
Esse contexto mais estável propiciará um crescimento mais significativo dos investimentos com destaque para o setor de infraestrutura, gerando reflexos positivos sobre a

competitividade e a produtividade da economia, fundamentais para o crescimento de médio e longo prazo.

Diante disso, espera-se que a economia cresça, em média, 2,2% a.a. entre 2022 e 2026. Em termos setoriais, a perspectiva é de médias de crescimento de 2,8% para a agropecuária, de 2,3% para a indústria e de 2,1% para serviços.

Destaca-se que há riscos importantes para a concretização do cenário, como a evolução da pandemia, o eventual surgimento de novas variantes do vírus com novas ondas de contaminação e restrições, o encaminhamento das questões fiscais, a dinâmica inflacionária e incertezas políticas e econômicas.

Figura 2. Evolução da taxa de crescimento do PIB nacional



Fonte: EPE.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

5 PROJEÇÃO DO CONSUMO NO SIN, 2022-2026

Uma vez ajustadas as expectativas do consumo de eletricidade na rede do SIN em 2021, o dinamismo econômico ao longo do horizonte, sobretudo em 2022, foi realizado o devido rebatimento nas projeções para o período em análise. O consumo esperado do SIN na previsão atual para 2025 é inferior ao previsto na 2ª Revisão Quadrimestral 2021-2025 em 3,5 TWh, conforme se pode ver na Tabela 5

Tabela 5. SIN. Consumo projetado de energia elétrica, 2021-2026

Período	Unid.	2021	2022	2023	2024	2025	2026
2ªRQ 2021-2025 [A] (1)	GWh	496.109	510.392	528.814	547.679	567.190	
PLAN 2022-2026 [B] (2)	GWh	496.258	510.042	528.766	545.756	563.653	582.834
DESVIO [B] - [A]	GWh	149	-350	-48	-1.923	-3.536	
DESVIO [B] / [A]	%	0,0%	-0,1%	0,0%	-0,4%	-0,6%	

(1) Nota Técnica EPE-DEA-SEE-012/2021- ONS DPL 0106/2021- CCEE 05141/2021- 2ª Revisão Quadrimestral das Projeções da demanda de energia elétrica do SIN 2021-2025, de setembro/2021.

(2) Previsão atual apresentada nesta nota técnica para o PLAN 2022.

Fonte: EPE.

No período entre 2022 e 2026, o consumo no SIN cresce à taxa de 3,4% anuais. Espera-se que o consumo industrial no SIN nesse período observe taxa média de crescimento de 2,8% ao ano, considerando-se ajustes nas expectativas de evolução de alguns segmentos eletrointensivos. As classes residencial e comercial devem registrar valores anuais de aproximadamente 3,4% e 3,8%, respectivamente. Ao longo do horizonte, é esperado, portanto, que a baixa tensão aumente sua participação relativa em detrimento da indústria.

Apresenta-se na Tabela 6 a projeção do consumo na rede do SIN por classe e por subsistema.

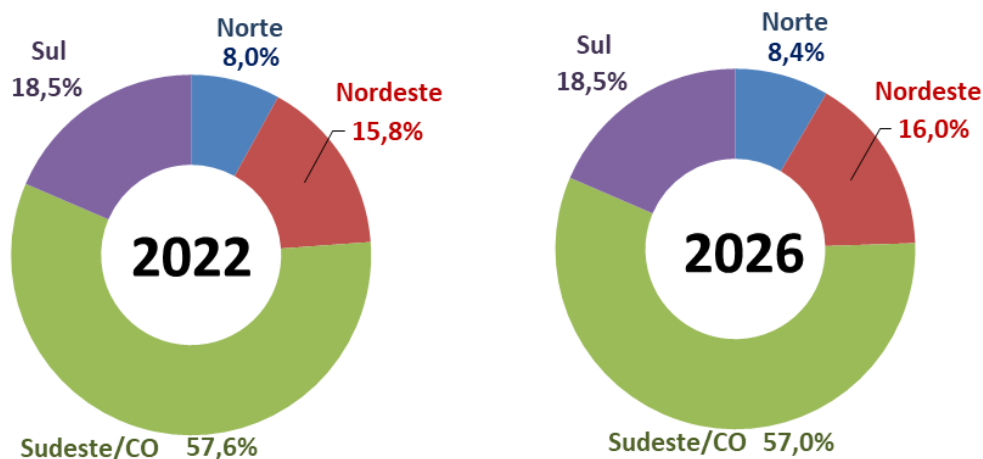
Tabela 6. SIN. Projeção do consumo de energia elétrica na rede (GWh), 2022-2026

CONSUMO	2022	2023	2024	2025	2026	Δ% ao ano
TOTAL	510.042	528.766	545.756	563.653	582.834	3,4%
<i>Projeção por classe de consumo</i>						
Residencial	152.847	157.928	163.165	168.595	174.440	3,4%
Industrial	185.007	191.963	196.687	201.667	206.760	2,8%
Comercial	89.376	92.624	96.051	99.736	103.793	3,8%
Outras classes	82.812	86.251	89.852	93.656	97.841	4,3%
<i>Projeção por subsistema interligado</i>						
Norte	40.886	44.152	45.591	46.851	49.185	4,7%
Nordeste	80.771	83.646	86.667	89.873	93.499	3,7%
Sudeste/CO	293.852	303.273	312.545	322.498	332.140	3,1%
Sul	94.533	97.696	100.953	104.433	108.010	3,4%

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

Os subsistemas Norte e Nordeste, que participam respectivamente com 8,0% e 15,8% do consumo na rede no SIN em 2022, devem alcançar os percentuais de 8,4% e 16,0% em 2026. Por outro lado, o subsistema Sudeste/CO perde importância no período em análise, conforme pode ser visto na Figura 3.

Figura 3. SIN. Estrutura do consumo por subsistema (%)



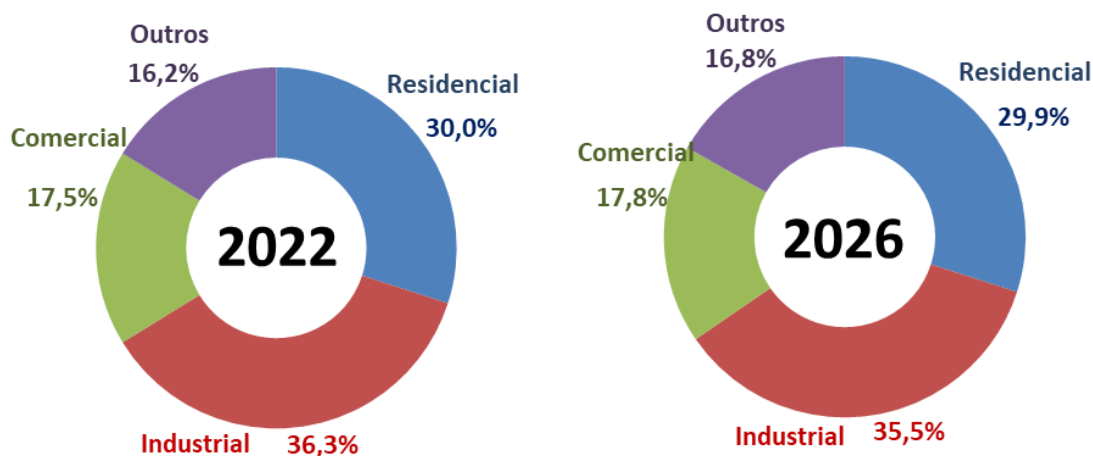
Fonte: EPE/ONS/CCEE.

Adicionalmente, no que se refere ao consumo por classe no SIN, conforme ilustrado na Figura 4, a classe comercial alcançará participação de 17,8% em 2026, contra 17,5% em 2022, após o forte impacto negativo decorrente da pandemia da Covid-19. No período, o consumo na classe crescerá em média 3,8% ao ano.

A classe residencial, com crescimento médio de 3,4% a.a até 2026, apresentará ligeiro declínio em sua participação, por partir de uma base inflada decorrente dos efeitos da pandemia da COVID-19, passando de 30,0% em 2022 para 29,9% em 2026.

A classe industrial continua sua gradativa redução de participação, devido ao menor crescimento dentre as classes ao longo do horizonte, e assim sua participação relativa passa de 36,3% para 35,5% entre 2022 e 2026.

Figura 4. SIN. Estrutura do consumo por classe (%)



Fonte: EPE.

BOX 1 - PARÂMETROS UTILIZADOS

Para a presente projeção da demanda de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional utilizou-se o Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade (MDE) e se baseou nos parâmetros resumidos a seguir. É importante ressaltar a aplicabilidade de tais parâmetros somente ao período 2022-2026 dado o caráter peculiar da projeção para o ano de 2022, ainda sob forte efeito da pandemia da Covid-19.

Tabela 7. 2ª Revisão Quadrimestral 2022-2026. Principais parâmetros

SIN				
Parâmetros - Brasil				
	CPC	IT	CC/Pop	CO/Pop
β_0	0,668	0,737	0,876	0,374
$n^{\text{dp}0}$	0,0	0,2	-1,0	0,0
dp_0	0,250	0,184	0,147	0,923
β_1	0,004	0,014	0,021	0,033
$n^{\text{dp}1}$	0,0	0,0	-1,0	0,0
dp_1	0,000	0,002	0,000	0,005
Fatores de Deslocamento - Subsistemas				
	N	NE	SE/CO	S
CPC	1,207	1,248	0,953	0,950
IT	1,150	0,890	0,930	1,183
CC/Pop	1,280	1,369	0,854	1,079
CO/Pop	1,540	1,313	0,746	1,171
NCR - Subsistemas				
	N	NE	SE/CO	S
K	50	48	45	45
b_0^*	1,667	1,259	0,406	0,530
$n^{\text{dp}0}$	0,2	0,2	0,2	0,0
dp_0	0,025	0,016	0,014	0,012
β_1	-0,059	-0,063	-0,056	-0,052
$n^{\text{dp}1}$	0,0	0,0	0,0	0,0
dp_1	0,001	0,001	0,001	0,001

EQUAÇÕES BÁSICAS:

CPC, Industrial Tradicional, CC/Pop, CO/Pop:

$$\varepsilon = (\beta_0 + n^{\text{dp}0} \times dp_0) + (\beta_1 + n^{\text{dp}1} \times dp_1) \times (1/(\Delta\%PIB))$$

$$\Delta\%CC = \Delta\%CC/Pop \times Pop$$

$$\Delta\%CO = \Delta\%CO/Pop \times Pop$$

NCR:

$$NCR = NCR/Pop \times Pop$$

$$NCR/Pop = K/(1 + \exp(A));$$

$$A = \beta_0^* + n^{\text{dp}0} \times dp_0 + (\beta_1 + n^{\text{dp}1} \times dp_1) \times T$$

Legenda:

$n^{\text{dp}X}$: número de desvios-padrão adotados para o parâmetro X

dpX : desvio-padrão do parâmetro X

CPC: consumo médio por consumidor residencial

IT: industrial tradicional

Pop: População

CC: consumo comercial

CO: consumo outros

NCR: Número de unidades consumidoras residenciais

K: nível de saturação

b_0^* : parâmetro β_0 ajustado de acordo com o último valor verificado.

T: ano, onde 1985=0

ε : elasticidade-renda

Obs.: Os parâmetros utilizados são aplicáveis ao consumo dos subsistemas elétricos na mesma configuração do ano de 1985.

Cabe ressaltar que ainda há uma parcela do consumo industrial relacionada a grandes consumidores, para os quais há acompanhamento setorial específico e que se baseia em premissas de evolução de produção física, localização e tecnologia (incluindo consumo específico e capacidade de autoprodução).

O detalhamento da metodologia de projeção do consumo de energia elétrica no País pode ser observado na Nota Técnica EPE DEA 003/2019² - Metodologia: Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade.

² Metodologia disponível em: [http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-374/NT%20Metodologia_Novo%20Modelo%20de%20Eletricidade%20\(MDE\).pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-374/NT%20Metodologia_Novo%20Modelo%20de%20Eletricidade%20(MDE).pdf)

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

6 PROJEÇÃO DA CARGA DE ENERGIA NO SIN, 2022-2026

As projeções foram atualizadas tomando como base a avaliação da conjuntura econômica e o monitoramento do consumo e da carga ao longo do ano de 2021, através das Resenhas Mensais de Energia Elétrica da EPE, dos Boletins de Carga Mensais do ONS e dos InfoMercados Mensais da CCEE, bem como dos desvios entre os valores observados da carga e suas respectivas projeções elaboradas para a 2ª Revisão Quadrimestral da Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2021-2025. Adicionalmente, foram consideradas as premissas macroeconômicas, para o horizonte do estudo, descritas na seção 4.

Essas atualizações das projeções da carga serão consideradas como uma das premissas para o ajuste da base de dados do Planejamento Anual da Operação Energética 2022-2026 a ser utilizada a partir do PMO de janeiro/22. A carga de energia do SIN prevista para o ano de 2022 deverá apresentar um crescimento de 2,7% relativamente ao ano anterior, ou seja, 1.898 MW médios superior à carga verificada em 2021, situando-se 582 MW médios abaixo do valor previsto para a 2ª Revisão Quadrimestral da Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2021-2025.

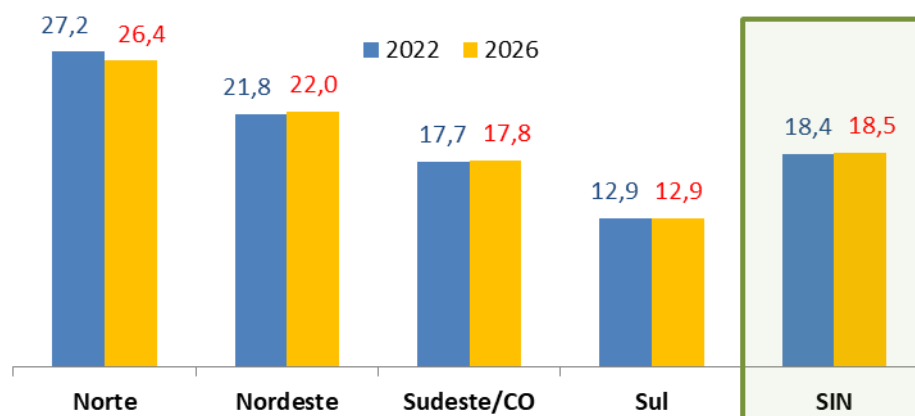
No período 2022-2026, prevê-se um crescimento médio anual da carga de energia do SIN de 3,3% ao ano, significando uma expansão média anual nos cinco anos de 2.426 MW médios atingindo em 2026 uma carga de 81.604 MW médios no SIN.

A previsão da carga de energia, realizada a partir da previsão do consumo, contempla a agregação de parcela de perdas. As perdas totais englobam as chamadas perdas técnicas inerentes ao transporte da energia elétrica na rede de transmissão e distribuição e as denominadas perdas não técnicas, que consideram ligações irregulares/clandestinas, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, efeito calendário etc. Adicionalmente, as perdas totais contabilizam outras diferenças relativas aos próprios conceitos utilizados de carga global (ONS) e de consumo na rede (EPE), como é o caso de alguns consumidores livres conectados na Rede Básica que possuem autoprodução de energia, cujo consumo é integralmente considerado na carga global, porém não no consumo na rede.

Levando-se em consideração a revisão dos valores de perdas e diferenças totais na base, mediante a atualização de consumo e carga para o ano de 2020 e as perspectivas de realização de consumo na rede e carga de energia para 2021, foi possível cenarizar a parcela de perdas e diferenças em cada subsistema.

O Gráfico 1 apresenta as trajetórias de “perdas e diferenças” adotadas para cada subsistema elétrico no horizonte em análise.

Gráfico 1. SIN e Subsistemas. Índice de perdas e diferenças 2022-2026 (%)



Fonte: EPE/ONS/CCEE.

A Tabela 7 resume a projeção da carga de energia anual por subsistema, para o quinquênio 2022-2026, e a

Tabela 8 mostra as respectivas variações anuais de carga.

A Figura 5 mostra a diferença entre a atual previsão da carga de energia do SIN (Planejamento Anual da Operação Energética 2022-2026) e a previsão anterior realizada em julho de 2021 (2ª Revisão Quadrimestral da carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2021-2025).

Tabela 7. SIN. Projeção da carga de energia (MWmédio), 2021-2026

Subsistema	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Δ% ao ano
Norte	5.984	6.413	6.835	7.062	7.262	7.633	5,0%
Nordeste	11.473	11.791	12.223	12.677	13.158	13.690	3,6%
Sudeste/CO	39.888	40.782	42.088	43.386	44.773	46.127	2,9%
Sul	12.130	12.388	12.802	13.230	13.686	14.154	3,1%
SIN	69.475	71.373	73.948	76.355	78.880	81.604	3,3%

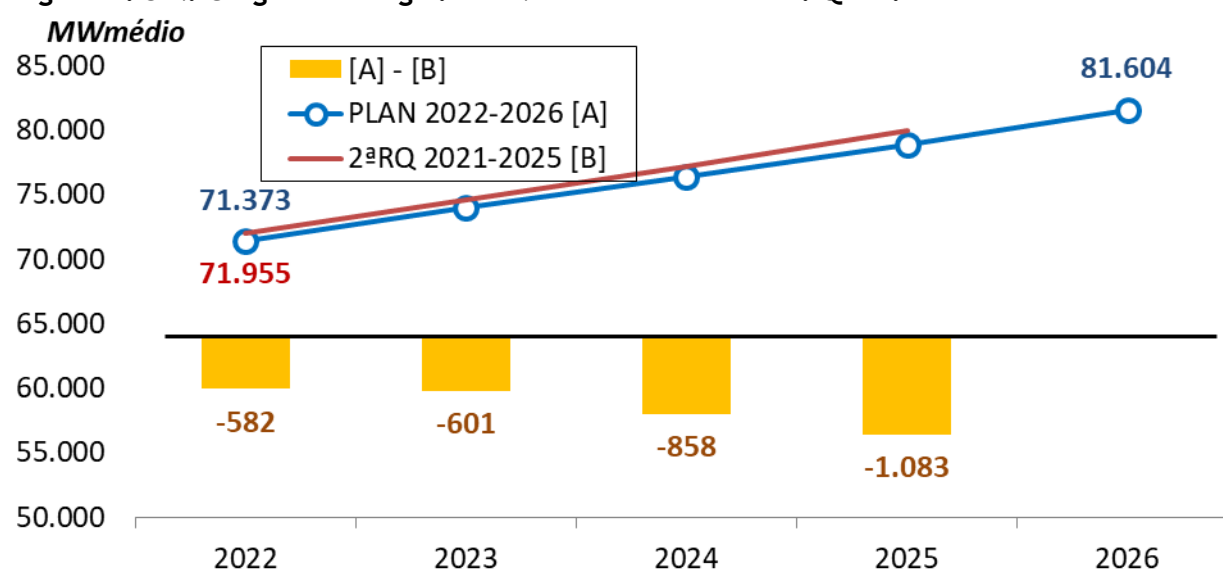
Fonte: EPE/ONS/CCEE.

Tabela 8. SIN. Acréscimos anuais da carga de energia (MW_{médio}), 2022-2026

Subsistema	2022	2023	2024	2025	2026
Norte	430	421	227	201	370
Nordeste	319	432	454	481	531
Sudeste/CO	894	1.306	1.298	1.387	1.354
Sul	258	415	428	456	468
SIN	1.898	2.575	2.406	2.525	2.724

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

Figura 5. SIN. Carga de energia: PLAN 2022 versus 2ª Rev. Quad. 2021



Os resultados da projeção da carga, detalhados em valores mensais por subsistema, são apresentados em Anexo.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - “double sided”)

7 PROJEÇÃO DA CARGA DE DEMANDA NO SIN, 2022-2026

Para as projeções de demanda integrada do Planejamento Anual da Operação Energética 2022-2026, foram utilizados fatores de carga médios mensais dos últimos anos e admitiu-se que tais fatores de carga venham a se manter aproximadamente constantes ao longo do horizonte do estudo. Desta forma, para cada subsistema, a demanda integrada mensal é obtida a partir da razão entre a projeção da carga de energia e os fatores de carga médios mensais.

A demanda máxima do SIN é usualmente pouco inferior à soma das demandas máximas dos subsistemas elétricos, uma vez que elas não ocorrem simultaneamente. Para a agregação das demandas máximas projetadas, utilizam-se os denominados ‘fatores de diversidade’ médios históricos (por definição, menores ou iguais a 1), que são multiplicados pela soma das demandas máximas dos subsistemas.

A projeção da demanda máxima integrada anual resulta, então, do valor máximo mensal de demanda integrada e, conseqüentemente, o fator de carga anual é decorrente da razão entre carga de energia e demanda integrada anuais.

Já a demanda máxima instantânea mensal foi calculada, para todo o período em estudo, a partir da demanda máxima integrada, utilizando-se fatores de relação “Demanda Máxima Instantânea/Demanda Máxima Integrada” mensais, estimados, igualmente, com base no histórico. A demanda instantânea mensal dos sistemas Norte/Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste/Sul e do SIN é obtida pelo valor mínimo entre a demanda integrada multiplicada pela relação “Demanda Máxima Instantânea/Demanda Máxima Integrada” e a soma das demandas instantâneas de seus respectivos subsistemas integrantes. Por fim, o valor anual de demanda máxima instantânea resulta do valor máximo mensal de demanda instantânea. Os resultados obtidos estão resumidos na Tabela 9 e na Tabela 10.

Tabela 9. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Integrada (MWh/h)

Subsistema	2022	2023	2024	2025	2026
Norte	7.889	8.132	8.403	8.646	9.092
Nordeste	14.578	15.096	15.655	16.249	16.907
Sudeste/CO	53.848	55.528	57.208	59.037	60.857
Sul	19.063	19.728	20.390	21.093	21.812
N/NE	22.313	23.055	23.874	24.700	25.794
S/SE/CO	72.783	75.119	77.450	79.971	82.503
SIN	92.752	96.405	99.511	102.795	106.363

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

Tabela 10. SIN e subsistemas. Projeção da Demanda Máxima Instantânea (MW)

Subsistema	2022	2023	2024	2025	2026
Norte	7.929	8.171	8.443	8.687	9.136
Nordeste	14.643	15.164	15.725	16.322	16.983
Sudeste/CO	54.178	55.868	57.558	59.399	61.230
Sul	19.144	19.813	20.477	21.183	21.905
N/NE	22.400	23.144	23.967	24.796	25.894
S/SE/CO	73.134	75.481	77.823	80.356	82.900
SIN	93.224	96.895	100.018	103.319	106.904

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

ANEXOS

A: PROJEÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE

B: PROJEÇÃO DA CARGA MENSAL DO SIN

ANEXO A: PROJEÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE

SIN e Subsistemas. Consumo por classe de consumidores, em GWh

Subsistema/Classe	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Δ% ao ano
Norte	37.696	40.886	44.152	45.591	46.851	49.185	5,5%
Residencial	11.094	11.424	11.928	12.449	12.992	13.974	4,7%
Industrial	16.750	19.178	21.513	21.981	22.220	22.604	6,2%
Comercial	5.136	5.344	5.552	5.770	6.003	6.482	4,8%
Outras	4.717	4.941	5.160	5.391	5.636	6.126	5,4%
Nordeste	78.640	80.771	83.646	86.667	89.873	93.499	3,5%
Residencial	28.101	28.651	29.801	30.992	32.238	33.488	3,6%
Industrial	21.259	21.760	22.202	22.674	23.173	24.027	2,5%
Comercial	13.017	13.531	14.087	14.680	15.327	16.002	4,2%
Outras	16.262	16.829	17.556	18.321	19.134	19.982	4,2%
Sudeste/Centro-Oeste	287.447	293.852	303.273	312.545	322.498	332.140	2,9%
Residencial	87.069	88.372	91.044	93.791	96.627	99.440	2,7%
Industrial	105.611	107.570	110.706	113.445	116.548	119.224	2,5%
Comercial	52.821	54.740	56.631	58.619	60.746	62.946	3,6%
Outras	41.947	43.171	44.893	46.689	48.576	50.530	3,8%
Sul	92.475	94.533	97.696	100.953	104.433	108.010	3,2%
Residencial	24.040	24.400	25.156	25.933	26.738	27.538	2,8%
Industrial	35.851	36.499	37.543	38.586	39.725	40.905	2,7%
Comercial	15.189	15.763	16.355	16.982	17.660	18.363	3,9%
Outras	17.395	17.871	18.642	19.451	20.310	21.204	4,0%
SIN	496.258	510.042	528.766	545.756	563.653	582.834	3,3%
Residencial	150.304	152.847	157.928	163.165	168.595	174.440	3,0%
Industrial	179.471	185.007	191.963	196.687	201.667	206.760	2,9%
Comercial	86.162	89.376	92.624	96.051	99.736	103.793	3,8%
Outras	80.321	82.812	86.251	89.852	93.656	97.841	4,0%

Fonte: EPE.

ANEXO B: PROJEÇÃO DA CARGA MENSAL DO SIN

Carga de Energia (MWmédio)

Subsistema Norte

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	5.922	6.057	6.185	6.205	6.297	6.274	6.253	6.586	6.814	6.862	6.843	6.632	6.413
2023	6.610	6.765	6.840	6.822	6.798	6.765	6.612	6.906	7.048	7.022	7.041	6.789	6.835
2024	6.829	6.986	7.063	7.047	7.041	6.988	6.832	7.135	7.282	7.255	7.274	7.014	7.062
2025	7.024	7.241	7.208	7.248	7.227	7.188	7.028	7.341	7.491	7.463	7.483	7.216	7.262
2026	7.381	7.549	7.636	7.616	7.598	7.553	7.387	7.715	7.872	7.844	7.863	7.583	7.633

Subsistema Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	11.999	12.042	12.014	11.826	11.699	11.208	10.974	11.296	11.589	12.186	12.402	12.278	11.791
2023	12.596	12.469	12.440	12.244	12.113	11.605	11.363	11.696	11.999	12.618	12.841	12.713	12.223
2024	13.063	12.931	12.901	12.698	12.562	12.036	11.782	12.130	12.444	13.086	13.317	13.184	12.677
2025	13.571	13.408	13.290	13.193	13.051	12.505	12.243	12.603	12.929	13.594	13.835	13.697	13.158
2026	14.107	13.964	13.932	13.713	13.566	12.997	12.726	13.099	13.439	14.131	14.381	14.238	13.690

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	42.123	43.174	42.896	41.682	39.477	38.692	38.353	39.202	40.573	41.579	40.922	40.900	40.782
2023	44.164	44.488	44.202	42.952	40.680	39.870	39.520	40.396	41.808	42.846	42.168	42.145	42.088
2024	45.526	45.860	45.565	44.276	41.934	41.069	40.708	41.620	43.098	44.167	43.469	43.445	43.386
2025	46.982	47.867	46.534	45.692	43.275	42.414	42.042	42.973	44.475	45.579	44.858	44.834	44.773
2026	48.403	48.758	48.444	47.074	44.584	43.697	43.313	44.273	45.821	46.958	46.215	46.190	46.127

Subsistema Sul

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	13.608	13.678	13.066	12.467	11.720	11.819	11.812	11.802	11.723	12.045	12.386	12.613	12.388
2023	13.894	14.153	13.520	12.900	12.128	12.230	12.222	12.212	12.130	12.464	12.817	13.052	12.802
2024	14.358	14.626	13.972	13.331	12.532	12.628	12.606	12.610	12.536	12.880	13.245	13.488	13.230
2025	14.853	15.353	14.252	13.791	12.965	13.074	13.065	13.055	12.968	13.324	13.702	13.953	13.686
2026	15.361	15.648	14.948	14.263	13.408	13.521	13.512	13.502	13.411	13.780	14.170	14.430	14.154

Sistema Interligado Nacional

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	73.652	74.951	74.161	72.180	69.194	67.994	67.392	68.886	70.699	72.673	72.554	72.424	71.373
2023	77.264	77.875	77.002	74.918	71.718	70.471	69.717	71.210	72.986	74.949	74.867	74.699	73.948
2024	79.776	80.404	79.501	77.353	74.070	72.721	71.928	73.496	75.359	77.387	77.305	77.131	76.355
2025	82.430	83.869	81.284	79.923	76.518	75.181	74.379	75.971	77.863	79.961	79.877	79.700	78.880
2026	85.252	85.919	84.959	82.665	79.156	77.768	76.938	78.589	80.543	82.713	82.630	82.441	81.604

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

Demanda Máxima Integrada (MWh/h)

Subsistema Norte

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	6.918	7.028	7.229	7.223	7.389	7.375	7.087	7.580	7.867	7.821	7.889	7.716	7.889
2023	7.640	7.751	7.900	7.869	7.921	7.899	7.470	7.930	8.132	8.008	8.117	7.904	8.132
2024	7.895	8.020	8.174	8.130	8.203	8.161	7.719	8.194	8.403	8.275	8.386	8.167	8.403
2025	8.122	8.251	8.410	8.365	8.425	8.396	7.943	8.431	8.646	8.515	8.629	8.404	8.646
2026	8.541	8.659	8.829	8.795	8.862	8.829	8.353	8.868	9.092	8.955	9.074	8.838	9.092

Subsistema Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	13.917	14.234	14.286	13.915	13.788	13.058	12.734	12.944	13.535	14.344	14.578	14.570	14.578
2023	14.617	14.746	14.799	14.410	14.279	13.522	13.187	13.405	14.017	14.854	15.096	15.088	15.096
2024	15.152	15.285	15.341	14.943	14.807	14.022	13.672	13.901	14.535	15.403	15.655	15.646	15.655
2025	15.727	15.865	15.923	15.510	15.369	14.555	14.191	14.428	15.087	15.988	16.249	16.240	16.249
2026	16.370	16.515	16.575	16.138	15.992	15.144	14.769	15.013	15.698	16.636	16.907	16.899	16.907

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	52.725	53.848	53.437	51.786	48.771	48.679	48.092	48.033	51.453	52.276	52.594	51.115	53.848
2023	55.290	55.528	55.104	53.374	50.266	50.170	49.565	49.505	53.030	53.879	54.205	52.682	55.528
2024	56.994	57.208	56.771	55.018	51.815	51.676	51.053	51.004	54.664	55.539	55.875	54.305	57.208
2025	58.816	59.037	58.586	56.777	53.471	53.328	52.685	52.635	56.411	57.314	57.662	56.041	59.037
2026	60.597	60.857	60.392	58.496	55.090	54.985	54.322	54.256	58.119	59.049	59.408	57.738	60.857

Subsistema Sul

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	18.862	19.063	17.950	17.086	15.463	15.508	15.445	15.108	15.340	16.139	17.208	18.007	19.063
2023	19.262	19.728	18.577	17.689	16.009	16.055	15.989	15.641	15.881	16.709	17.815	18.642	19.728
2024	19.907	20.390	19.199	18.276	16.540	16.574	16.489	16.147	16.408	17.263	18.406	19.261	20.390
2025	20.594	21.093	19.861	18.906	17.110	17.146	17.058	16.704	16.973	17.858	19.040	19.925	21.093
2026	21.296	21.812	20.539	19.557	17.699	17.750	17.678	17.293	17.558	18.473	19.696	20.611	21.812

Sistema Norte/Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	20.670	20.899	21.332	20.907	21.027	20.360	19.504	20.310	21.162	22.040	22.313	22.256	22.313
2023	22.156	22.203	22.592	22.110	22.099	21.398	20.353	21.131	21.906	22.727	23.055	22.956	23.055
2024	22.944	22.998	23.400	22.894	22.905	22.157	21.074	21.881	22.684	23.535	23.874	23.773	23.874
2025	23.739	23.793	24.215	23.686	23.680	22.922	21.803	22.639	23.468	24.351	24.700	24.597	24.700
2026	24.788	24.835	25.273	24.734	24.732	23.937	22.774	23.644	24.509	25.430	25.794	25.686	25.794

Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	70.910	72.783	70.362	67.924	64.167	63.627	63.094	62.576	66.231	67.757	68.566	68.907	72.783
2023	73.915	75.119	72.618	70.077	66.201	65.645	65.095	64.560	68.329	69.903	70.740	71.092	75.119
2024	76.208	77.450	74.870	72.274	68.276	67.651	67.068	66.546	70.471	72.094	72.958	73.322	77.450
2025	78.689	79.971	77.308	74.627	70.500	69.854	69.251	68.712	72.766	74.442	75.334	75.709	79.971
2026	81.179	82.503	79.751	76.958	72.701	72.093	71.491	70.900	75.035	76.764	77.688	78.077	82.503

Sistema Interligado Nacional

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	91.079	92.752	91.203	88.111	84.436	82.590	81.741	81.900	87.215	89.370	90.249	90.183	92.752
2023	95.565	96.405	94.731	91.471	87.535	85.617	84.578	84.681	90.055	92.187	93.145	93.035	96.405
2024	98.664	99.511	97.782	94.436	90.397	88.344	87.253	87.391	92.975	95.179	96.170	96.056	99.511
2025	101.930	102.795	101.025	97.561	93.370	91.265	90.140	90.283	96.052	98.330	99.353	99.236	102.795
2026	105.445	106.363	104.520	100.930	96.612	94.483	93.338	93.456	99.379	101.737	102.803	102.677	106.363

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

Demanda Máxima Instantânea (MW)

Subsistema Norte

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	7.014	7.048	7.256	7.266	7.448	7.414	7.106	7.622	7.905	7.861	7.929	7.789	7.929
2023	7.739	7.771	7.927	7.913	7.982	7.939	7.490	7.973	8.171	8.050	8.158	7.979	8.171
2024	7.997	8.041	8.203	8.175	8.265	8.202	7.739	8.239	8.443	8.318	8.429	8.245	8.443
2025	8.228	8.272	8.440	8.411	8.490	8.439	7.963	8.478	8.687	8.559	8.673	8.484	8.687
2026	8.652	8.681	8.860	8.844	8.931	8.874	8.375	8.916	9.136	9.001	9.121	8.923	9.136

Subsistema Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	13.966	14.280	14.345	13.976	13.836	13.105	12.803	13.005	13.575	14.388	14.643	14.624	14.643
2023	14.669	14.794	14.860	14.473	14.328	13.571	13.258	13.467	14.058	14.899	15.164	15.144	15.164
2024	15.205	15.335	15.404	15.008	14.858	14.073	13.746	13.965	14.578	15.450	15.725	15.704	15.725
2025	15.783	15.917	15.989	15.578	15.422	14.607	14.268	14.495	15.131	16.037	16.322	16.301	16.322
2026	16.429	16.569	16.643	16.209	16.047	15.199	14.848	15.083	15.744	16.687	16.983	16.961	16.983

Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	52.963	54.178	53.702	52.085	49.063	49.028	48.664	48.819	51.746	52.553	52.810	51.380	54.178
2023	55.540	55.868	55.378	53.681	50.567	50.530	50.155	50.316	53.332	54.164	54.428	52.955	55.868
2024	57.251	57.558	57.053	55.335	52.125	52.047	51.660	51.839	54.975	55.832	56.105	54.587	57.558
2025	59.082	59.399	58.877	57.104	53.791	53.711	53.311	53.496	56.733	57.617	57.899	56.332	59.399
2026	60.871	61.230	60.692	58.833	55.420	55.380	54.968	55.144	58.451	59.362	59.652	58.037	61.230

Subsistema Sul

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	18.947	19.144	18.010	17.170	15.663	15.700	15.687	15.356	15.490	16.252	17.290	18.070	19.144
2023	19.349	19.813	18.639	17.775	16.216	16.254	16.240	15.897	16.037	16.825	17.900	18.707	19.813
2024	19.997	20.477	19.264	18.365	16.754	16.780	16.748	16.412	16.569	17.383	18.494	19.327	20.477
2025	20.687	21.183	19.928	18.998	17.331	17.358	17.325	16.977	17.140	17.983	19.132	19.994	21.183
2026	21.392	21.905	20.608	19.653	17.928	17.970	17.955	17.576	17.730	18.602	19.790	20.682	21.905

Sistema Norte/Nordeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	20.742	20.966	21.420	20.997	21.109	20.430	19.580	20.389	21.270	22.116	22.400	22.322	22.400
2023	22.232	22.274	22.686	22.206	22.185	21.472	20.432	21.214	22.018	22.805	23.144	23.024	23.144
2024	23.023	23.072	23.498	22.994	22.994	22.233	21.156	21.967	22.799	23.616	23.967	23.843	23.967
2025	23.821	23.870	24.316	23.789	23.772	23.001	21.888	22.727	23.588	24.434	24.796	24.669	24.796
2026	24.874	24.915	25.378	24.841	24.828	24.019	22.862	23.737	24.634	25.518	25.894	25.761	25.894

Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	71.210	73.134	70.695	68.219	64.540	64.115	63.877	63.768	66.527	68.050	68.811	69.124	73.134
2023	74.227	75.481	72.961	70.381	66.586	66.148	65.902	65.790	68.634	70.206	70.993	71.316	75.481
2024	76.530	77.823	75.224	72.588	68.673	68.170	67.900	67.814	70.785	72.406	73.219	73.553	77.823
2025	79.022	80.356	77.673	74.951	70.909	70.390	70.110	70.022	73.090	74.764	75.603	75.948	80.356
2026	81.522	82.900	80.128	77.292	73.123	72.646	72.377	72.251	75.370	77.096	77.965	78.323	82.900

Sistema Interligado Nacional

ANO	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Total
2022	91.357	93.224	91.604	88.501	84.941	83.057	82.517	82.674	87.536	89.735	90.555	90.499	93.224
2023	95.857	96.895	95.147	91.876	88.057	86.101	85.381	85.481	90.386	92.564	93.460	93.361	96.895
2024	98.966	100.018	98.211	94.854	90.937	88.842	88.082	88.218	93.318	95.568	96.496	96.393	100.018
2025	102.242	103.319	101.470	97.992	93.928	91.780	90.996	91.136	96.406	98.732	99.689	99.584	103.319
2026	105.767	106.904	104.980	101.376	97.189	95.016	94.224	94.339	99.745	102.153	103.151	103.037	106.904

Fonte: EPE/ONS/CCEE.

REQUERIMENTO DE INCLUSÃO EM PAUTA

Ao Secretário-Geral :

DESPACHO: Solicito a inscrição do(s) seguinte(s) processo(s) na pauta da 12ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria do dia 12/04/2022

PROCESSO: 48500.000441/2022-11

RELATOR(A): Sandoval de Araújo Feitosa Neto

RESPONSÁVEL: SRG

PARTE INTERESSADA: Agência Nacional de Energia Elétrica

ASSUNTO: Proposta de abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para a Revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023.

Brasília, 8 de Abril de 2022

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

NUP:



VOTO

PROCESSO: 48500.000441/2022-11

INTERESSADA: Concessionárias e Permissionárias de Distribuição de Energia Elétrica

RELATOR: Diretor Sandoval Feitosa.

RESPONSÁVEL: Diretoria - DIR

ASSUNTO: Proposta de abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para a Revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023.

I. RELATÓRIO

Em 29 de junho de 2021, por meio da Resolução Homologatória (REH) n. 2.888, foram estabelecidas as faixas de acionamento e os adicionais das Bandeiras Tarifárias, com vigência a partir de 1º julho de 2021.

2. Em 31 de agosto de 2021, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg)¹ determinou à ANEEL a implementação de patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, no valor de R\$142,00/MWh². Segundo o dispositivo, a Bandeira Escassez Hídrica deveria vigorar entre setembro de 2021 a abril de 2022, não atingindo aos consumidores inscritos na Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE). Para esse último agrupamento, aplicou-se o disposto na REH n. 2.888, de 2021.

3. Em 31 de janeiro de 2022, o processo foi sorteado, de forma antecipada, à minha relatoria.

¹ Criada pela Medida Provisória n. 1.055, de 2021

² Resolução n. 3, de 2021 da CREG

4. Em 6 de abril de 2022, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE decidiu suspender a cobrança da Bandeira Escassez Hídrica a partir do dia 16 de abril de 2022, utilizando da competência prevista no art. 2º da Resolução n. 3 da CREG, a seguir transcrito:

Art. 2º A Bandeira Escassez Hídrica de que trata o art. 1º deve vigorar de setembro de 2021 a abril de 2022, sem prejuízo de revisão posterior de valor, ou interrupção de cobrança, por deliberação do CMSE.

5. Em 11 de abril de 2022, por meio da Nota Técnica 045/2022-SRG-SGT-SRM/ANEEL, as Superintendências recomendam instaurar Consulta Pública para discutir a atualização dos adicionais de Bandeiras Tarifárias.

6. É o relatório.

FUNDAMENTAÇÃO

7. O processo trata da abertura de Consulta Pública para discutir a atualização dos adicionais de Bandeiras Tarifárias.

8. A decisão que encaminho é no sentido de **INSTAURAR** a Consulta Pública, com período de contribuições entre 14 de abril e 4 de maio de 2022.

9. De início, importante esclarecer que não está sendo proposta inovação metodológica, mas tão somente atualização dos valores dos patamares de bandeiras, preservado o mesmo mecanismo de acionamento. A tabela 1 sintetiza os principais resultados.



Tabela 1 – Atualização dos adicionais de bandeiras tarifárias

Item	2021 (R\$/MWh)	2022 (R\$/MWh)	Variação (R\$/MWh)	Tarifa B1 Residencial (R\$/MWh) ³	Adicionais 2022/B1	Adicionais 2022/B. Escassez Hídrica -1
Verde	0	0	0	622,7	0%	-100%
Amarela	18,74	29,27	10,53	622,7	5%	-79%
Vermelha 1	39,71	62,37	22,66	622,7	10%	-56%
Vermelha 2	94,92	93,3	-1,62	622,7	15%	-34%

10. A Bandeira Verde segue sem adicional nas tarifas. Na hipótese de se acionar a Bandeira Amarela o adicional será de R\$ 29,27/MWh, o que implica numa elevação de aproximadamente 5% da Tarifa B1 Residencial (média Brasil) atualmente vigente. O adicional de Bandeira Vermelha 1, de R\$ 69,37/MWh, representa uma elevação próxima a 10% da tarifa residencial e a Bandeira Vermelha 2, de 15%.

11. Todos os adicionais representam forte redução quando comparados com o valor da Bandeira Escassez Hídrica, de R\$ 142,00/MWh. 79% de redução na Bandeira Amarela, 56% na Vermelha 1 e 34% na Vermelha 2, o que reflete a melhora da situação hidrológica, não se esperando para o próximo período eventos tão críticos quanto os vivenciados em 2021.

12. A partir dos dados disponibilizados na última reunião do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, foi possível simular a Bandeira mais provável até o mês de dezembro de 2022. Ainda que os dados são voláteis e as simulações sejam constantemente atualizadas conforme se realizam os dados de hidrologia e de operação do sistema, os dados atuais apontam para grande probabilidade de permanência de Bandeira Verde até dezembro.

13. Contribuíram para a elevação dos adicionais de Bandeira Amarela e Vermelha 1: i) a inclusão dos dados de 2021, período caracterizado por crise hidrológica, com GSF reduzido, forte despacho térmico e elevado Preço de Liquidação das Diferenças – PLD; ii) elevação do custo do despacho térmico em razão da alta do custo dos combustíveis, que praticamente dobrou em

³ Tarifa média Brasil, disponível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrjoiZDFmMzIzM2QzM2EyNi00YjkyLWlxNDMtYTU4NTI0NWlyNTI5liwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBiMSIsImMiOiR9>



2021, quando comparado com 2020; iii) correção monetária pelo IPCA, que fechou 2021 com 10,06%.

14. Com relação à Bandeira Vermelha 2, o adicional também teria elevação. No entanto, o valor vigente, excepcionalmente, estendera o nível de cobertura em risco para 100% dos eventos históricos conhecidos, o que se justificava em face da crise hídrica vivenciada à época. Nesse momento, volta-se à metodologia tradicional, na qual a Bandeira Vermelha 2 cobre 95% dos eventos históricos conhecidos e, por essa razão, apresentou uma leve redução com relação aos valores vigentes.

15. Com relação ao prazo da Consulta Pública, recomenda-se a redução para 20 dias de contribuições. Primeiro porque não se está propondo qualquer inovação metodológica, mas tão somente atualização dos valores dos adicionais. Depois porque a redução do prazo permite que os novos adicionais já sejam aprovados antes do acionamento da bandeira para o mês de junho, ainda no princípio do período seco, conforme objetivo da ANEEL quando alterou a lógica de atualização de valores, saindo da lógica de ano civil para implementar a atualização imediatamente após ao término do período úmido.

II. DIREITO

16. A decisão tem amparo nos seguintes dispositivos legais e regulamentares: Lei n. 9.427, de 1996; Medida Provisória n. 1.055, 2021; Decreto n. 8.401, de 2015; Resolução Creg n. 3, de 2021; Resolução Creg n. 4, de 2021; Resolução Normativa n. 614, de 2014; Resolução Normativa n. 684, de 2015; Resolução Normativa n. 1.003, de 2022; Resolução Homologatória n. 2.888, de 2021.

III. DISPOSITIVO



17. Diante do exposto e do que consta do Processo n. 48500.000441/2022-11, voto por **INSTAURAR** Consulta Pública, com período de contribuições entre 14 de abril e 4 de maio de 2022, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para a para a Revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023.

Brasília, 12 de abril de 2022

(Assinado digitalmente)
SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO
Diretor

EXTRATO DA DECISÃO DA DIRETORIA

Apreciado pela Diretoria da ANEEL na 12ª Reunião Pública Ordinária, no dia 12 de Abril de 2022.

Processo: 48500.000441/2022- 11 **Assunto:** Proposta de abertura de Consulta Pública com vistas a colher subsídios e informações adicionais para a Revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023. **Área Responsável:** Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG

Diretor(a)-Relator(a): Sandoval de Araújo Feitosa Neto

Decisão: A Diretoria, por unanimidade, decidiu instaurar Consulta Pública, com período de contribuições entre 14 de abril e 4 de maio de 2022, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para a Revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023.

Houve apresentação técnica por parte do servidor Bruno Goulart de Freitas Machado, da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG.

Ordem de Julgamento: 11

Ato(s) Administrativo(s): Aviso de Abertura de Consulta Pública nº 12/2022

Publicado no D.O de 13/04/2022, seção 3, p. 157, n. 71

Participaram da reunião o Diretor- Geral, André Pepitone da Nóbrega, que presidiu os trabalhos, os Diretores Sandoval de Araújo Feitosa Neto, Efrain Pereira da Cruz, Elisa Bastos Silva e HÉlvio Neves Guerra, o Subprocurador-Geral, Eduardo Estevão Ferreira Ramalho, e o Secretário-Geral, Ricardo Marques Alves Pereira.

Brasília, 3 de maio de 2022.

SECRETÁRIO-GERAL

O Extrato é um documento que não possui caráter de ato decisório e destina-se tão-somente a individualizar, por processo, o teor da decisão da Diretoria da ANEEL conforme proclamada em Reunião (arts. 23 e 30 da NO nº 18 – Resolução Normativa nº 698/2015)

NI IP- 48512 002838/2022-00

Documento assinado digitalmente por **Ricardo Marques Alves Pereira**, em 03/05/2022 às 18:14

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação FC0D85D60068415B



Lista de contribuições da 1ª fase da Consulta Pública 012/2022		
Nº	Empresa	Nº documento
1.	Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADEE	48542.001902/2022-00 Anexo 1
2.	Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG	
3.	Conselho de Consumidores da ENEL distribuição Ceará - CONERGE	
4.	Grupo CPFL Energia - CPFL	
5.	Deputado Leo Moraes	
6.	EDP Energias do Brasil S.A. - GRUPO EDP	
7.	Enel Energia - GRUPO ENEL	
8.	Grupo Energisa - ENERGISA	
9.	Grupo Equatorial Energia - EQUATORIAL	
10.	Neoenergia - NEOENERGIA	
11.	Sindicato dos Trabalhadores Energéticos do Estado de São Paulo e do Sinergia Campinas - Sinergia CUT	
12.	Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Energisa MS - CONCEN/MS	
13.	Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor - IDEC	
14.	Otoni Bellido Rodrigues Nakai - CONSUMIDOR	
15.	Anderson Vidal – CONSUMIDOR	
16.	Paulo Roberto Brandt - CONSUMIDOR	
17.	Admilson Ferreira - CONSUMIDOR	
18.	Johnatan Paiva - CONSUMIDOR	
19.	Evaldo Braga - CONSUMIDOR	
20.	Eduardo C. de M. Estevão. – CONSUMIDOR	
21.	Paulo Afonso - CONSUMIDOR	
22.	Robson Alexandre - CONSUMIDOR	
23.	Celso Machado - CONSUMIDOR	

Lista Complementar de contribuições da 1ª fase da Consulta Pública 012/2022		
Nº	Empresa	Nº documento
1.	Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Estado de Goiás - CONCEG	48542.002183/2022-00 Anexo 1
2.	Dep. Weliton Prado/Dep. Elismar Prado	
3.	Adriana Azevedo - CONSUMIDOR	
4.	Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas - CONCCEL	
5.		

48542.002183/2022-00

REQUERIMENTO DE INCLUSÃO EM PAUTA

Ao Secretário-Geral :

DESPACHO: Solicito a inscrição do(s) seguinte(s) processo(s) na pauta da 18ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria do dia 24/05/2022

PROCESSO: 48500.000441/2022-11

RELATOR(A): Sandoval de Araújo Feitosa Neto

RESPONSÁVEL: SRG

PARTE INTERESSADA: Agência Nacional de Energia Elétrica

ASSUNTO: Resultado da Consulta Pública n. 012/2022, instaurada com o objetivo de obter subsídios e informações adicionais para a Revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023.

Brasília, 19 de Maio de 2022

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO

NUP:



EXTRATO DA DECISÃO DA DIRETORIA

Apreciado pela Diretoria da ANEEL na 18ª Reunião Pública Ordinária, no dia 24 de Maio de 2022.

Processo: 48500.000441/2022- 11 **Assunto:** Resultado da Consulta Pública nº 12/2022, instaurada com vistas a obter subsídios e informações adicionais para a Revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023. **Área Responsável:** Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG

Diretor(a)-Relator(a): Sandoval de Araújo Feitosa Neto

Decisão: O processo foi retirado de pauta.

Ordem de Julgamento: 1

Participaram da reunião a Diretora- Geral Substituta, Camila Figueiredo Bomfim Lopes, que presidiu os trabalhos, os Diretores Sandoval de Araújo Feitosa Neto, Efrain Pereira da Cruz, Hέλvio Neves Guerra e Giάcomo Francisco Bassi , o Procurador- Geral, Luiz Eduardo Diniz Araujo, e o Secretάrio- Geral, Ricardo Marques Alves Pereira.

Brasília, 25 de maio de 2022.

SECRETÁRIO-GERAL

O Extrato é um documento que não possui caráter de ato decisório e destina-se tão-somente a individualizar, por processo, o teor da decisão da Diretoria da ANEEL conforme proclamada em Reunião (arts. 23 e 30 da NO nº 18 – Resolução Normativa nº 698/2015)

NI IP- 48512 003460/2022-00



DESPACHO DE SORTEIO

Processo nº: 48500.000441/2022-11

Para Diretoria

Ao(À) Sr.(a) Efrain Pereira da Cruz, Diretor(a)- Relator(a) sorteado(a) na Sessão de Sorteio Público Ordinário nº 21/2022, realizada em 30/05/2022, para análise de:

Resultado da Consulta Pública nº 12/2022, instaurada com vistas a obter subsídios e informações adicionais para a Revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023.

Observação: O item será redistribuído devido ao fim do mandato do Diretor Sandoval de Araújo Feitosa Neto.

Brasília, 30 de Maio de 2022

SECRETARIA GERAL

NUP:



Nota Técnica nº 63/2022-SRG-SRM-SGT/ANEEL

Em 20 de junho de 2022

Processo: 48500.000441/2022-11.

Assunto: Proposta de encerramento da Consulta Pública nº 12/2022 sobre atualização das faixas de acionamento e de seus valores correspondentes das Bandeiras Tarifárias para o ciclo 2022/2023.

I - DO OBJETIVO

1. O objetivo desta Nota Técnica (NT) é apresentar a proposta de encerramento da Consulta Pública (CP) nº 12/2022, após a análise de contribuições, quanto à proposta de atualização das faixas de acionamento e de seus valores correspondentes para as Bandeiras Tarifárias no ciclo 2022/2023.

II - DOS FATOS

2. Em 28 de junho de 2021, por meio da Medida Provisória - MP nº 1.055, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg) foi criada como forma de atuar no enfrentamento da crise hidroenergética, iniciada em meados do ano de 2021.

3. A Resolução Homologatória (REH) nº 2.888, de 29 de junho de 2021, estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das Bandeiras Tarifárias de que tratam o submódulo 6.8 do Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), com vigência a partir de 1º julho de 2021.

4. Em 31 de agosto de 2021, a Creg emitiu a Resolução nº 3/2021, determinando à ANEEL a implementação de patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, no valor de R\$142,00/MWh. Segundo o dispositivo, a Bandeira Escassez Hídrica deveria vigorar entre setembro de 2021 a abril de 2022, não atingindo aos consumidores inscritos na Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE). Para esse último agrupamento, aplicou-se o disposto na REH nº 2888/2021.

5. Em 9 de setembro de 2021, a Resolução Creg nº 4/2021 determinou a realização de Procedimento Competitivo Simplificado (PCS) para Contratação de Reserva de Capacidade, nos termos dos §§ 1º e 2º do art. 4º da MP nº 1.055/2021, com vista à otimização do uso dos recursos hidroenergéticos no Sistema Interligado Nacional (SIN) e para o enfrentamento da situação de escassez hídrica, a fim de garantir a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético no País.

6. A Resolução Normativa (REN) nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022, aprovou a versão 1.9c (vigente) do Submódulo 6.8 do Proret.

7. Em 11 de abril de 2022, a NT nº 45/2022-SRG-SGT-SRM/ANEEL foi emitida apresentando

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

Pág. 2 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

proposta para discussão da atualização das faixas de acionamento e de seus valores correspondentes para as Bandeiras Tarifárias no ciclo 2022/2023.

8. Por deliberação colegiada da Diretoria da ANEEL, em 12 de abril de 2022, foi aberta a Consulta Pública – CP nº 12/2022 para recebimento de contribuições quanto ao tema, entre os dias 14/04/2022 e 04/05/2022.

9. Em 17 de maio de 2022, por meio do Despacho n. 1.336/2022, a Diretoria determinou cautelarmente que as obrigações originalmente assumidas pelas usinas do PCS, EDLUX X, EPP II, EPP IV, Rio de Janeiro I, fossem assumidas pela usina Termelétrica Mário Covas (UTE Cuiabá). Dessa decisão também constou a determinação de que a obrigação de entrega horária e a inflexibilidade contratual devam permanecer as mesmas definidas originalmente no respectivo Contrato de Energia de Reserva (CER).

III - DA ANÁLISE

10. Foram recebidas contribuições de 28 pessoas físicas e jurídicas: **Deputados Federais Léo Moraes**, do Podemos/Rondônia e **Weliton Prado**, do PROS/Minas Gerais, **Deputado Estadual Elismar Prado**, do PROS/Minas Gerais, **consumidores** de energia elétrica **Otoni Benildo Rodrigues Nakai**, **Anderson Vidal**, **Paulo Roberto Brandt**, **Admilson Ferreira**, **Johnatan Paiva**, **Evaldo Braga**, **Eduardo Estevão**, **Paulo Afonso Mao**, **Robson Alexandre**, **Celso Machado**, **Adriana de Azevedo**, Conselho de Consumidores da Enel Distribuição Ceará (**Conerge**), Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Energisa Mato Grosso do Sul (**Concen/MS**), Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Estado de Goiás (**CONCEG**), Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas (**CONCCCEL**) Sindicato dos Trabalhadores Energéticos do Estado de São Paulo (**Sinergia-CUT**), Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (**Idec**), Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (**Abradee**), Energias do Brasil S.A. (**EDP**), Grupo CPFL Energia (**CPFL**), Grupo Energisa (**Energisa**), Grupo Neoenergia (**Neoenergia**), Enel Energia (**Enel**), Companhia Energética de Minas Gerais (**Cemig**) e Grupo Equatorial Energia (**Equatorial**).

11. A discussão apresentada na sequência traz os tópicos julgados de maior relevância regulatória. Do Anexo II consta o restante das contribuições, compiladas em Relatório de Análise de Contribuições (RAC).

III.1 Dos ajustes na rotina de cálculo dos valores das Bandeiras

12. A integralidade da rotina de cálculo relacionada à parametrização e à determinação dos valores das Bandeiras foi disponibilizada no âmbito da CP n. 12/2022, o que inclui os algoritmos compilados na linguagem computacional R e os correspondentes dados de entrada utilizados para tanto. Isso possibilitou com que a memória de cálculo que suportara os valores propostos no âmbito da CP pudesse ser auditada pormenorizadamente.

13. Foram cinco os apontamentos relacionados à rotina de cálculo feitos pela **Abradee**, entre

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



Pág. 3 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

eles alguns também formulados por **CPFL** e **Enel**. O primeiro deles referiu-se à potência da usina contratada no âmbito do Procedimento de Contratação Simplificada (PCS), Luiz Carlos Rodrigues Melo. O valor considerado no conjunto de entrada da rotina de cálculo fora de 204MW (arquivo *pcs.csv*), quando deveria ter sido 36MW, conforme sublinhado por **Abradee** e **CPFL**. O equívoco foi corrigido e consta da rotina de cálculo revisada, denominada *Bandeiras_Rev4_1.R*, anexa a esta Nota Técnica.

14. O segundo aspecto foi a parametrização vinculada ao cálculo dos blocos de geração da energia de reserva, divididos segundo os quatro patamares das Bandeiras e cujo detalhamento pode ser consultado na subrotina *reserva_VM.R*. Conforme apontamentos feitos por **Abradee** e **CPFL**, a indexação da coluna na matriz *energiaR* estava inadequada, ao utilizar estatísticas (média e desvio-padrão) referentes ao ano de 2019. A correção para o ano de 2021 foi feita, também integrado ao novo *script* computacional *Bandeiras_Rev4_1.R*.

15. O terceiro tópico referiu-se a uma duplicidade da aplicação do fator médio de alocação de mercado (medida de repartição entre os ambientes de contratação regulada (ACR) e livre (ACL)) quando da agregação do portfólio do PCS ao bloco da energia de reserva. Essa falha foi corrigida, para tanto acolhendo as contribuições de **Abradee** e **CPFL**, no sentido de utilizar a matriz *ofertt_pcs_orig* em substituição à *ofertt_pcs*, no trecho do cálculo onde essa informação é demandada.

16. O quarto item abordou o valor do teto regulatório para o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). A referência originalmente utilizada foi a disposta na Resolução Homologatória (REH) n. 2.994/2021 (R\$640,50/MWh). Ocorre que, conforme apontado por **Abradee** e **CPFL**, o mesmo dispositivo regulatório previra que esse valor fosse atualizado pelo IPCA de novembro de 2021, por ocasião de sua publicação. Essa atualização fixou a referência hoje observada pela CCEE, de R\$646,58/MWh, valor que foi atualizado na parametrização da rotina *Bandeiras_Rev4_1.R*.

17. Finalmente, o último item demandou a atualização dos dados de entrada vinculados aos custos variáveis unitários (CVU) das termelétricas consideradas no cálculo dos contratos por disponibilidade (rubrica CCEAR-D). Trata-se do arquivo do modelo Newave *CLAST.DAT*, formalmente integrante do conjunto de dados oficialmente utilizados pelo ONS, no âmbito do Programa Mensal da Operação (PMO), e pela CCEE, no cálculo do PLD.

18. A data de referência originalmente considerada para esse conjunto de parâmetros foi janeiro de 2022. **Abradee** e **Enel** pediram que fosse atualizado para maio de 2022. Diante da conjuntura atual ser a de importante pressão sobre os valores dos combustíveis, principal insumo para a formação de preço dos CVUs, entendeu-se oportuno acatar a sugestão e empregar a referida atualização.

III.2 Da reavaliação do impacto das usinas do Procedimento de Contratação Simplificada (PCS)

19. Conforme apresentado na NT nº 45/2022, novo item que passou a integrar o Encargo de Energia de Reserva (EER) foi o PCS, particularmente a sua dimensão de custos de natureza fixa. Novamente, as considerações sobre cronograma de entrada e viabilidade de operação comercial das

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



Pág. 4 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

plantas foram cotejadas junto à SFG, o que implicou o expurgo da usina RE TG 100 02 do portfólio original.

20. Diante da decisão cautelar consubstanciada no Despacho n. 1.336/2022, as quatro usinas que foram excluídas do portfólio original do PCS (EDLUX X, EPP II, EPP IV, Rio de Janeiro I), por ocasião da CP 012/2022, voltaram a integrar o conjunto de ativos do EER e do CCEAR_D, para tanto restaurando-se as mesmas premissas de cálculo apresentadas na NT nº 45/2022.

21. Ao somarem-se todos esses efeitos, chegou-se ao novo valor médio para o ERR de R\$580,71/MWh. A memória de cálculo deste item pode ser consultada na planilha eletrônica *Previsão EER – Fechamento Bandeira.xlsx*, disponibilizada em anexo.

III.3 Dos valores finais para os Patamares das Bandeiras Tarifárias

22. Após as cinco correções e a reavaliação de viabilidade do PCS, o código *Bandeiras_Rev4_1.R* foi reprocessado. O resultado final é exibido nas Tabelas 1 e 2, incluindo o cômputo da diferença entre as duas etapas: valores da CP 012/2022 (preCP) e valores posteriores à CP (posCP).

Tabela 1 – Atualização para os PLDs de referência

	Verde	Amarela	Vermelha1	Vermelha2
Valor em 2022_preCP (R\$/MWh)	194,92	298,14	409,60	431,04
Valor em 2022_posCP (R\$/MWh)	195,04	298,82	412,09	434,11
Diferença (R\$/MWh)	0,12	0,68	2,49	3,06

* 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 C1977E77006979F9

Pág. 5 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

Tabela 2 – Atualização dos valores dos patamares

	Verde	Amarela	Vermelha1	Vermelha2
Valor em 2022_preCP (R\$/MWh)	0,00	29,27	62,37	93,30
Valor em 2022_posCP (R\$/MWh)	0,00	29,89	65,00	97,95
Diferença (R\$/MWh)	0,00	0,62	2,63	4,65

23. Notam-se diferenças não significativas em termos absolutos entre as duas etapas, o que denota baixo impacto dos aprimoramentos empreendidos na estrutura geral de cálculo dos valores das Bandeiras Tarifárias. De fato, cuidou-se de correções e/ou ajustes circunscritos a etapas específicas.

24. Vale sublinhar, ainda, que a referência (*proxy*) para a cobertura tarifária também sofreu impacto com as intervenções assinaladas, elevando-se de R\$98,06/MWh para R\$102,25/MWh, um aumento de R\$4,19/MWh.

25. Finalmente, diante do ajuste feito no valor do EER e novamente observando o que dispõe o Submódulo 5.4 do PRORET, a cobertura tarifária do EER também sofreu ajuste pontual. Para 2022, considerando a razão entre o novo PLD de referência da bandeira verde, de R\$ 195,04/MWh, e o custo unitário do EER (VU_EER) de R\$580,71/MWh, tal percentual será de 59%, conforme abaixo assinalado.

$$\%EER = 1 - \frac{PLD_{verde}}{VU_{EER}} = 1 - \frac{195,04}{580,71} = 66\%$$

III.4 Da alteração do percentil de risco atrelado ao patamar 2 da Bandeira Vermelha

26. Aspecto frequentemente ressaltado pelos agentes foi a questão do grau de aversão a risco associado ao valor do risco hidrológico, particularmente o limiar superior (limite) do intervalo para a definição do patamar 2 da Bandeira Vermelha. Trata-se de uma métrica de estatística descritiva, atualmente fixada como sendo igual ao quantil 5% (percentil 95%) da função empírica de probabilidades da variável valor unitário do risco hidrológico. A caracterização dessa densidade de probabilidades é feita sobre o histórico de observações disponível, iniciado em 2001. Essa definição consta do submódulo 6.8 do Proret.

27. No ciclo anterior, por ocasião da conjuntura da escassez na oferta de energia hidráulica, a Diretoria afastou a aplicação desse dispositivo, elevando o limiar superior de cobertura do patamar 2 da Bandeira Vermelha para o percentil 100% (consideração de todos os eventos históricos conhecidos até

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



Pág. 6 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

o ano imediatamente anterior). Essa decisão apoiou-se em estudo produzido pelas áreas técnicas da ANEEL.

28. Requerem a migração irrestrita para esse critério mais conservador a **Abradee, Equatorial e CPFL**. Alternativamente a essa hipótese, **Abradee, Neoenergia e Enel** demandaram que esse movimento fosse feito por meio da instituição de novo patamar. Embora com argumentação um pouco distinta, a **Cemig** também endossou a dilatação do intervalo característico do patamar 2 da Bandeira Tarifária, no caso demandando que o limite superior passasse a cobrir 98% dos eventos observados.

29. Importante sublinhar que a excepcionalidade conferida pela Diretoria no caso concreto de 2021 justificou-se diante do ineditismo e da intensidade do fenômeno de escassez hídrica então experimentado. Simulações conduzidas pelas equipes técnicas da ANEEL com os dados da programação da operação do ONS naquela ocasião apontavam elevadas probabilidades de Bandeira Vermelha patamar 2 ao longo de praticamente todo o segundo semestre daquele ano. Para além disso, chamava a atenção o número de cenários que escapavam o limiar de risco de 95% da função densidade de probabilidades histórica. Nas palavras da Nota Técnica n. 59/2021-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 29 de junho de 2021:

29. Simulações aqui conduzidas, a partir das condições de contorno estabelecidas pelo ONS no âmbito dos Programas Mensais da Operação (PMO) de junho e de julho de 2021, confirmaram conjuntura de excepcional severidade hidrológica para o segundo semestre de 2021. Exemplo nesse sentido provém da compilação dos cenários operativos confeccionados pelo modelo computacional Newave para esses dois meses, organizados em termos de valor unitário do *Generation Scale Factor* (GSF), que é a variável utilizada para o acionamento das Bandeiras Tarifárias (Figura 6).

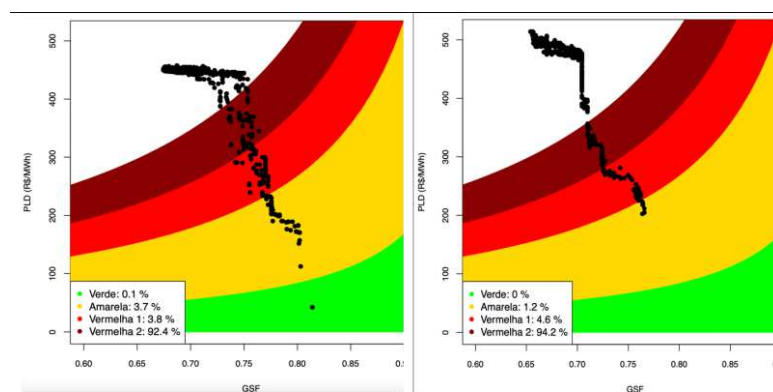


Figura 6 – Panorama do acionamento da Bandeira em junho (esquerda) e julho (direita) de 2021

30. Para além da elevada probabilidade de cenários condizentes com o patamar Vermelho 2, chama a atenção também o alto número de cenários posicionados além do limiar superior definido

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



Pág. 7 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

para o intervalo. Foram praticamente 73% de eventos acima do limiar de 95% em junho e 79% em julho, cujas delimitações foram feitas a partir do conhecimento histórico acumulado até 2020. Esse achado reforça a severidade da atual conjuntura hidrológica, excepcional em bases históricas.

30. Exercícios similares hoje conduzidos apontam para conjuntura operativa significativamente mais favorável à observada na mesma época do ano anterior. Na Figura 1 exibe-se a dispersão de cenários de acionamento da Bandeira Tarifária para o mês de maio/2022. Nota-se alta concentração (pequena dispersão) entre os resultados para o risco hidrológico, estando todos eles largamente inseridos no domínio do patamar Verde.

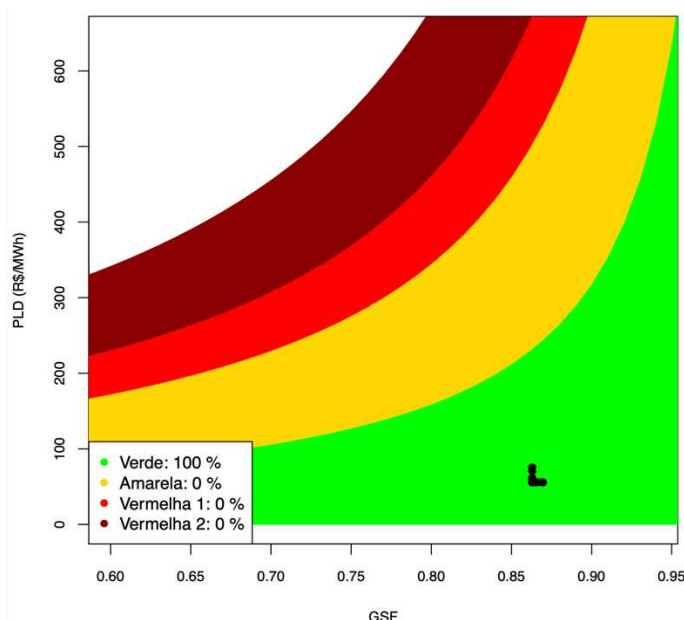


Figura 1 – Panorama do acionamento da Bandeira Tarifária para o mês de maio/2022

31. Ademais, em que pese não ser exatamente o mesmo mês da análise disposta na NT n. 59/2021, pode-se afirmar que atualmente não há qualquer indício de que a severidade hidrológica ocorrida no ano passado venha a se repetir este ano. Ao contrário, as condições atuais de oferta de energia hidráulica no Sistema Interligado Nacional (SIN) são amplamente mais favoráveis àquelas verificadas no mesmo período do ano anterior. Na Tabela 3, comparam-se as perspectivas de energia armazenada (EAR) no SIN para o fim de maio, entre os anos de 2021 e 2022. Frise-se que essas projeções são do ONS, formalmente retratadas nos processos da programação operativa do mesmo mês (reuniões do PMO de maio).

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



Pág. 8 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

Tabela 3 – Projeções de armazenamento para o fim de maio

Subsistema	% EAR em 31/05/2021	% EAR em 31/05/2022
SE/CO	32,3	69,0
S	57,0	84,6
NE	63,8	94,0
N	83,7	99,6

32. Simulações probabilísticas contendo projeções para o acionamento da Bandeira Tarifária até o fim de 2022 também corroboram essa perspectiva. Malgrado essas previsões sejam naturalmente sensíveis a evolução do sistema ao longo da própria janela de simulação (mês operativo), a mensagem que pode ser extraída das condições do sistema (PMO de maio de 2022) seria a de um ano operativo favorável, sem qualquer paralelo hidrológico que se assemelhe à crise experimentada no ano anterior.

33. Importante também sublinhar que a cauda de uma densidade de probabilidades tem comportamento assintótico ao valor nulo (zero). Essa característica faz com que o domínio da respectiva curva (*i.e.* valores unitários do risco hidrológico) assumam valores especialmente (não linearmente) crescentes à medida em que se avança para o limite inferior do intervalo histórico, com recorrências estatísticas (probabilidade de ocorrência) progressivamente decrescentes.

34. Nesse domínio, em particular, o mais recomendável seria fixar intervalos (patamares) curtos para a caracterização de eventos estatísticos com maior similitude de risco (minimização de variância). Em sentido contrário, os agentes demandam que o patamar 2 da Bandeira Vermelha fosse estruturalmente conformado entre os percentis 90 e 100%, muito largo para as recorrências de risco envolvidas.

35. Essa ambivalência pode trazer disfuncionamento para o mecanismo, com importante probabilidade de sobre arrecadação de recursos na hipótese de acionamento do patamar 2 da Bandeira Vermelha cobrindo todos os valores históricos (percentil 100%) irrestritamente. Essa hipótese pode ser válida se houver evidências (alta probabilidade) concretas de eventos extremos na próxima janela temporal de interesse, como foi no caso do ano de 2021. Nesse período, a intensidade e excepcionalidade do fenômeno hidrológico à época medidos justificaram atuar em toda a cauda da distribuição estatística (inclusive não se limitando a ela, com a edição da Bandeira Escassez Hídrica).

36. Como contraponto, a **Abradee** salientou que desde 2017 até 2021 (60 meses), houve 10 eventos cujos valores de risco unitário superariam o correspondente valor atual para o limite superior do patamar 2 da Bandeira Vermelha, R\$136,46/MWh. Isso traz uma frequência de aproximadamente 17% em cinco anos.

37. Não obstante a argumentação ser válida, entende-se que outros recortes deveriam ser feitos para a ampla compreensão desse aspecto. Primeiramente, dever-se-ia também levar em conta apenas os eventos históricos de Bandeira Vermelha, patamar 2. Ao proceder-se assim, chega-se à conclusão de que 50% dos eventos de Bandeira Vermelha 2 resultaram em valores de risco hidrológico

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



Pág. 9 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

superiores ao limiar vinculado ao percentil 95%. Obviamente, a outra metade espelha compatibilidade com o critério atual (percentil 95%). Com efeito, fixar irrestritamente o percentil 100% levaria a super dimensionamento do patamar 2 da Bandeira Vermelha em pelo menos metade dos episódios conhecidos.

38. Ademais, chama-se a atenção para o fato de que os dez eventos mensais destacados pela **Abradee**, se agregados a mais três episódios do início da série histórica (totalizando 13 meses), concentram-se em apenas 4 anos: 2001 (ano do racionamento), 2017, 2018 e 2021 (ano da Bandeira Escassez Hídrica). Vale sublinhar que a série histórica detém 21 anos ao total. Logo, atuações excepcionais foram ou poderiam ter sido potencialmente empreendidas em 19% dos ciclos (anos) de dimensionamento das Bandeiras, ante aos 81% que sinalizariam a adequabilidade da métrica de risco ordinária, que desconsidera os 5% de eventos mais críticos.

39. Trata-se de recorrências condizentes com o desenho processual feito para o tema. Rememora-se que a principal motivação para alinhar o início do ciclo de dimensionamento das Bandeiras Tarifárias com o fim do período úmido na escala do SIN deve-se à maior assertividade de uma prospecção feita para antever o comportamento do risco hidrológico ao fim de cada estação chuvosa. Foi exatamente o que aconteceu em 2021, quando projeções nesse sentido apontaram importante excepcionalidade da conjuntura hidrológica, justificando alterar o limiar de cobertura de risco para o percentil 100%. Aliás, análises posteriores evidenciaram que tampouco esse movimento seria suficiente, o que respaldara a instituição da Bandeira Escassez Hídrica. De todo modo, entende-se ser difícil escapar de movimentos nesse sentido diante da alta variabilidade natural do fenômeno hidrológico.

40. Assim, ao tempo em que utilizar o critério com percentil 95% pode revelar-se insuficiente em alguns ciclos, migrar estruturalmente para um critério mais restritivo também não implicaria maior assertividade. Ao revés, os apontamentos acima expostos mostram que o critério menos restritivo (percentil 95%) seria mais apropriado na maior parte do tempo (dos anos).

41. Diante do exposto, entende-se ser contraproducente estender irrestritamente o intervalo de proteção para o patamar 2 da Bandeira Tarifária. Tal medida provavelmente oneraria indistintamente o valor do patamar sem que houvesse contrapartidas estatísticas na mesma direção.

42. Não obstante o exposto, os apontamentos feitos por **Abradee**, **Equatorial** e **CPFL**, somados aos aqui feitos, relevam que essa diretiva não pode ser estanque no tempo, razão por que o dimensionamento de cada ciclo é feito após o encerramento do período úmido na escala do SIN. Medidas excepcionais condizentes com a intensidade e variabilidade natural do regime hidrológico podem ser necessárias, em linha com o que argumentaram os agentes. Esse juízo invariavelmente deve restar presente quando da formulação da proposta de dimensionamento ao início de cada ciclo.

43. Talvez o melhor caminho para se viabilizar a atuação do mecanismo em conjunturas excepcionais fosse a instituição de patamar suplementar, tal como também sugerido por **Abradee**, em conjunto com **Neoenergia** e **Enel**. Nesse caso, o novo limiar teria recorrência de atuação mais condizente com os valores/riscos utilizados em seu dimensionamento, ao estar mais aderente ao próprio perfil da densidade de probabilidades. Todavia, a criação de novos patamares de Bandeiras Tarifárias deve ser

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



Pág. 10 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

refletida, concomitantemente, com estratégias comunicacionais para os consumidores de energia elétrica. Em outras palavras, um novo patamar de Bandeiras Tarifárias não deve ser analisado somente à luz do adiantamento de caixa às distribuidoras, mas também quanto à receptividade e à transmissibilidade do sinal de preços aos consumidores.

44. As empresas não apresentaram sugestões de como lidar com aspectos comunicacionais relativos à complexidade de criação de novo patamar de Bandeiras Tarifárias. Ademais, mesmo que o tivessem feito, seriam necessários mais tempo, reflexões e análises nesse sentido (possivelmente com a proposição em nova oportunidade de debate público). Por outro lado, há uma necessidade pragmática de que os valores e parâmetros das Bandeiras Tarifárias sejam revistos no curto prazo, com destaque para o impacto da inflação acumulada, a escalada de custos dos combustíveis e o início da vigência de contratos oriundos do PCS.

45. Assim, por ora, diante da complexidade da inserção de novo patamar na estrutura das Bandeiras Tarifárias e da necessidade premente de revisão de seus valores e parâmetros, recomenda-se que o pleito não seja acatado.

III.5 Da formalização do Encargo de Serviços de Sistema (ESS) na sistemática de acionamento

46. A **Enel** repetiu contribuições não acatadas no âmbito da CP nº 10/2021. Segundo a empresa, o ESS teria ficado deficitário, ao longo de toda a série histórica da Conta Bandeiras. Desse modo, o ESS_SE_m (ESS Segurança Energética) e o ESS de Importação seriam parâmetros determinantes para as Bandeira Tarifária, sugerindo a aplicação da fórmula a seguir para novo PLD gatilho:

Novo PLD_{gatilho}

$$= PLD_{gatilho} + \frac{(ESS_{SE_m} + CUSTO_{IMP_m}) * F_{ACR} + Exp_{Submercado}}{Delta_{Faturamento\ da\ Bandeira}} * (PLD_{limsup_{pat}} - PLD_{liminf_{pat}})$$

47. De modo análogo, **Abradee**, **EDP**, **Equatorial** e **Energisa** afirmaram que os dispêndios associados ao ESS que apresentaram um aumento substancial das despesas, sem correspondente cobertura tarifária. Dessa forma, propõem a inclusão da previsão do ESS Segurança Energética (ESS_SE) como gatilho no sistema de acionamento de Bandeiras, de modo a conciliar a suavização dos efeitos financeiros percebidos pelas distribuidoras e sinalizar ao consumidor esse custo adicional.

48. A **Equatorial** entende que o déficit da Conta de Compensação de Variação de Itens da Parcela (CVA) ESS seria compensado pelo superávit da CVA Energia, porém esse não seria o cenário observado no último quadrimestre de 2021, sobretudo devido à geração fora da ordem de mérito (GFOM). Assim, propõe o seguinte ajuste na apuração do PLD gatilho:

$$Novo\ PLD_{gatilho} = PLD_{gatilho} + ESS_SE$$

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



Pág. 11 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

ESS_SE: Custo previsto para o Encargo de Serviço do Sistema por Segurança Energética, em R\$/MWh, referente ao despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito por segurança energética, em que:

$$ESS_SE = CGSE/CP$$

onde:

CGSE: Custo de Geração Despachada para Segurança Energética estimado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) conforme diferença entre CVU das térmicas despachadas por garantia energética e o CMO, em R\$; e

CP: Carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) estimada pelo ONS, em MWh.

49. Para a **EDP**, a necessidade de geração para garantia energética teria sido refletida na elevação dos encargos pagos pelo segmento consumo, conforme consta da apresentação do InformaCCEE Maio/2022. Um dos desdobramentos do despacho de garantia energética seria a distorção causada no sinal de preços. A situação de elevação de encargos não teria sido refletida em correspondente elevação do PLD, uma vez que o despacho fora da ordem de mérito não transmitiria o custo de recursos mais caros ao sinal de preços, conforme ilustrado na Figura 2.

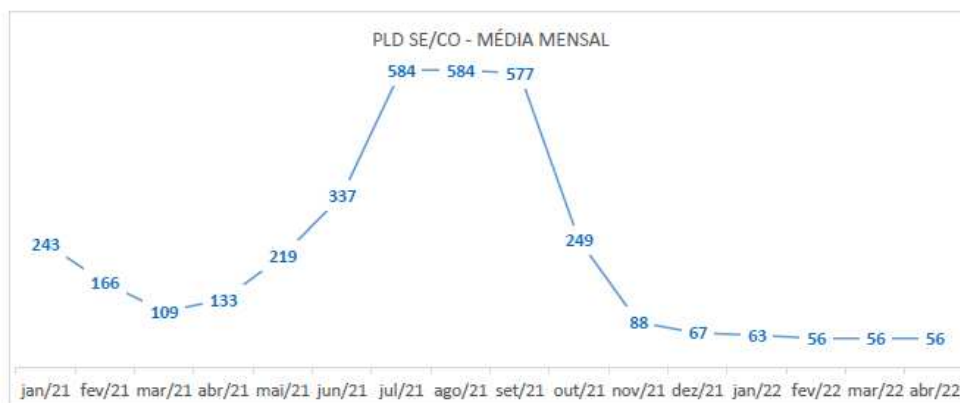


Figura 7 – Histórico do PLD jan/21 a abr/22 no submercado SE/CO

Fonte: CCEE

Figura 2 – Histórico de PLD (Contribuição da **EDP**)

50. Segundo a **EDP**, tal situação criaria problemas para o adequado funcionamento do mecanismo das Bandeiras Tarifárias, pois:

i) Ao não internalizar o contínuo despacho GFOM através da variação de PLD, as Bandeiras deixam de sinalizar aos consumidores a piora das condições hidrológicas do sistema,

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



Pág. 12 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

postergando a reação de demanda que poderia contribuir para a redução da pressão na oferta; e

ii) Os custos extras incorridos deixam de receber cobertura no curto prazo, incorrendo em carregamento de déficits e pressão tarifária até o aniversário de reajuste.

51. Assim, alternativamente, a **EDP** pleiteou a reintrodução da sinalização da (GFOM)/ESS_SE no mecanismo das Bandeiras Tarifárias, por meio da utilização do maior CVU dentre as usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito ou segurança energética no PMO como PLDgatilho.

52. A **Abradee** alegou que os custos decorrentes da manutenção, da confiabilidade e da estabilidade do sistema no atendimento à demanda por energia no SIN, representado pelo encargo de ESS a pagar, seriam compostos por itens¹ que não expressam seus efeitos imediatamente sobre o PLD. A associação teria simulado o acionamento de Bandeiras em 2021, a partir das variáveis consideradas no submódulo 6.8 do Proret, conforme ilustrado na Tabela 4.

53. Ainda segundo a associação, mesmo considerando o período de set/21 a dez/21, quando estava em vigor a Bandeira Escassez Hídrica, com valor de R\$ 142/MWh, verificaram-se R\$ 2,8 bilhões em custos não cobertos no período. Ademais, se fosse aplicada a regra ordinária de acionamentos, seria dado ao consumidor um sinal completamente equivocado.

Tabela 4: PLD X GSF X EES – Acionamento de Bandeiras (Contribuição da **Abradee**)

Referência	GSF Flat	PLD	EES (R\$ bilhão)	Bandeira
jan/21	81,10%	R\$ 240,63	R\$ 0,86	Amarela
fev/21	91,40%	R\$ 163,89	R\$ 0,51	Verde
mar/21	93,90%	R\$ 88,22	R\$ 0,69	Verde
abr/21	83,40%	R\$ 108,84	R\$ 0,40	Verde
mai/21	77,10%	R\$ 205,83	R\$ 0,24	Amarela
jun/21	66,20%	R\$ 334,62	R\$ 0,98	Vermelha 2
jul/21	58,30%	R\$ 583,88	R\$ 0,37	Vermelha 2
ago/21	55,80%	R\$ 583,88	R\$ 0,32	Vermelha 2
set/21	60,30%	R\$ 575,63	R\$ 2,11	Vermelha 2
out/21	60,40%	R\$ 249,26	R\$ 3,68	Vermelha 2
nov/21	70,00%	R\$ 88,10	R\$ 3,56	Amarela
dez/21	79,30%	R\$ 66,53	R\$ 2,04	Verde

¹ i) Restrições Operativas (Constrained-on/off, que visam ressarcir geradores termelétricos convidados a modular sua geração por força de restrições de escoamento); ii) Reserva Operativa de Potência (garantia de sobra operativa de resposta rápida para fazer frente a situações de instabilidade no sistema, como perda de um gerador ou linha de transmissão); iii) Encargo por Segurança Energética (permissão de despacho fora da ordem de mérito pelo CMSE); iv) *Unit Commitment* (restrições de acionamento de usinas termelétricas); v) e Importação por Segurança Energética (energia comprada de outros países).

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

Pág. 13 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

54. De fato, houve importante incremento dos custos relativos ao ESS no ano de 2021, relacionado à crise hídrica. Foram dois os principais fatores que contribuíram para esse escalonamento: i) o primeiro refere-se à excepcionalidade e à intensidade da escassez de oferta de energia hidráulica no sistema naquele período, amplamente discutida no item anterior; ii) o segundo tem a ver com aspectos metodológicos e com o grau de aversão a risco à época embebidos nos modelos computacionais responsáveis pela caracterização da política operativa ótima e pela formação do preço no mercado de curto prazo (MCP).

55. O primeiro fator foi endereçado pela ANEEL até os limites de sua competência, quando alterou o limiar de cobertura de risco hidrológico para o percentil 100%. Todavia, essa medida revelara-se insuficiente diante da criticidade do fenômeno à época experimentado. Para tanto, foi necessário atuação *ad hoc* da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg), que instituiu e calibrara patamar extraordinário de arrecadação financeira (Bandeira Escassez Hídrica) para fazer frente às medidas de contenção da crise mediante a mobilização de recursos de origem termelétrica.

56. Nesse ponto, vale destacar que a Bandeira Escassez Hídrica não foi dimensionada para neutralizar *pari passu* a escala de custos experimentados entre set/21 a dez/21, auge das medidas empreendidas pelo CMSE para o enfrentamento da crise hídrica. Isso explica por que ainda houve déficit, conforme lembrado pela **Abradee**. Em realidade, o horizonte de validação desse mecanismo extraordinário foi mais dilatado, estruturado para equalizar a conta ao fim de abril de 2022. A contabilização feita pela ANEEL dá conta de que esse objetivo muito provavelmente será alcançado, com a Conta Bandeiras não mais apresentando déficits no fim desse horizonte (vide Figura 3).

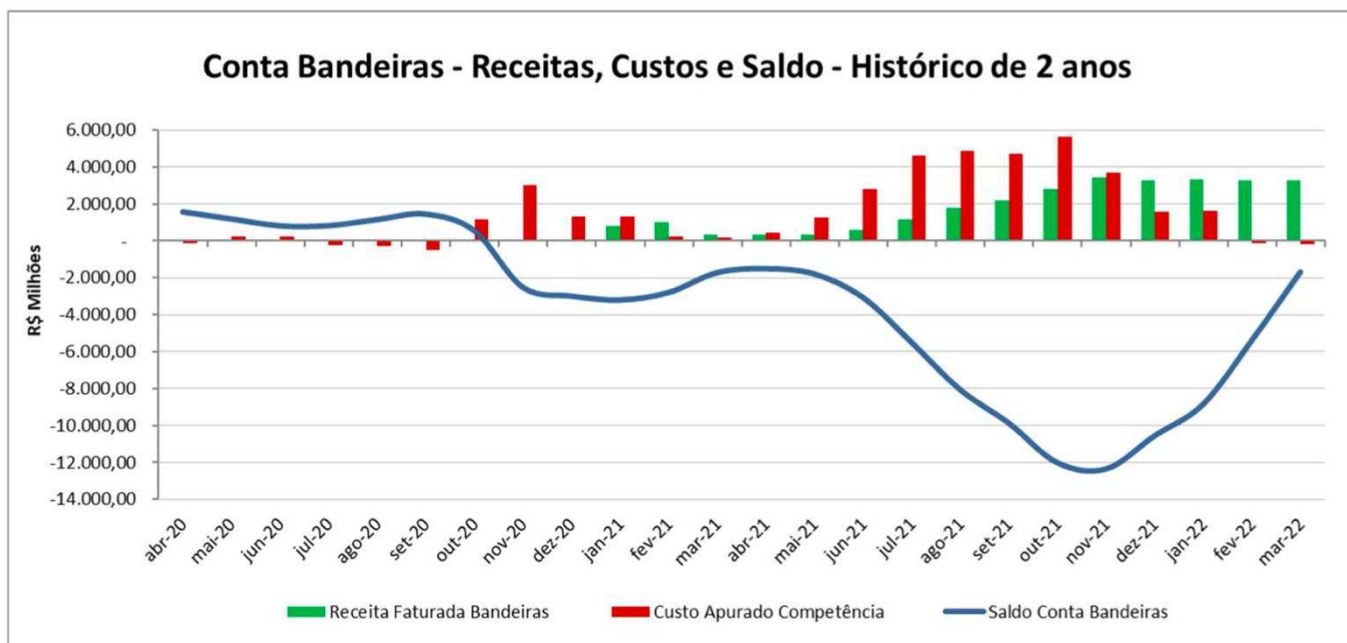


Figura 3 – Desempenho da Conta Bandeiras

57. O episódio da crise hidroenergética recente trouxe lições importantes ao setor. Algumas

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



Pág. 14 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

delas estão em curso, com destaque para a reavaliação do grau de aversão a risco embutido nos modelos computacionais, somado ao aprimoramento metodológico do algoritmo responsável pela produção dos cenários estocásticos de vazões aos aproveitamentos hidrelétricos. Trata-se de iniciativas da Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP), que terão vigência a partir de janeiro de 2023. Nesse ponto, vale sublinhar que esses aprimoramentos não podem ser operacionalizados antes em virtude dos requisitos de previsibilidade emanados da Resolução n. 22 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de 5 de outubro de 2021.

58. De qualquer modo, são medidas que trarão maior aderência entre o sinal de curto prazo do preço da eletricidade e as ações do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável por assegurar a segurança do abastecimento energético do país. O paralelismo entre essas duas instâncias é fundamental para induzir eficiência na alocação de custos via mecanismos de mercado e, por conseguinte, minimizar a recuperação de despesas via preços discriminatórios (cobrança de encargos).

59. Entretanto, por mais que esse paralelismo deva ser continuamente perseguido, haverá sempre algum grau de descasamento. Isso porque a aversão a risco do Comitê é dinâmica no tempo, porque as propriedades do SIN também o são (matriz de oferta, topologia da rede de transmissão, comportamento da demanda) e porque os atributos matemáticos do mecanismo de aversão a risco dos modelos computacionais são limitados, sobretudo por se tratar de uma parametrização discreta aplicada à resolução de um problema de natureza invariavelmente contínua.

60. Com efeito, entende-se haver plausibilidade na arguição de se procurar explicitar o impacto do ESS no acionamento das Bandeiras. Todavia, as evoluções metodológicas da CPAMP, somadas à atual conjuntura favorável da oferta de hidroeletricidade no SIN, afastam significativamente a possibilidade de repetição do episódio vivenciado em 2021.

61. Nesse sentido, há espaço para que uma evolução metodológica do mecanismo de Bandeiras Tarifárias contemple explicitamente o ESS enquanto gatilho da sistemática de acionamento. Todavia, tratar-se-ia de uma evolução estrutural, a exemplo do que fora apontado no item anterior (criação de novo patamar).

62. Evoluções nessa direção devem ser cuidadosamente pensadas e debatidas em conjunto com estratégias comunicacionais para os consumidores de energia elétrica. Isso demanda tempo. Entende-se que a proposta precisa ser aprofundada, até porque, na argumentação das empresas, há certo descasamento temporal entre o momento da decisão de despacho fora da ordem de mérito com o sinal tempestivo para a reação dos consumidores exercerem variação de consumo.

63. Conforme também salientado, há a necessidade premente de que os valores e parâmetros das Bandeiras Tarifárias sejam revistos no curto prazo. Assim, por ora, diante da complexidade inerente à incorporação do ESS na sistemática de acionamento e da necessidade de revisão dos valores e parâmetros das Bandeiras no curto prazo, recomenda-se que o pleito não seja acatado.

64. Deve-se rememorar que a Conta Bandeiras tem duplo objetivo: antecipar recursos às

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



Pág. 15 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

distribuidoras para equalização dinâmica de determinados custos de Parcela A e sinalizar aos consumidores a evolução desses custos tempestivamente, que podem reagir ou não, a depender de suas condições, preferências e expectativas. Daí a importância de que não somente a técnica associada ao aspecto financeiro seja satisfatoriamente discutida e implementada. O segundo pilar deve ser igualmente estruturado para que a completude do mecanismo seja satisfatoriamente endereçada.

65. Pelo exposto, compreende-se ser possível o cadastramento do tema como aprimoramento futuro. Até lá, vale lembrar que a sistemática atual contempla dispositivo indireto para capturar o efeito da GFOM (e por conseguinte do ESS) na produção de custos incrementais (Item 31 do Submódulo 6.8 do Proret). Trata-se de estimativa do volume esperado de despacho termelétrico por segurança energética que será programado no mês, o qual deve ser abatido da expectativa de geração hidráulica no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Essa diferença tem o condão de reduzir o valor do *Generation Scaling Factor* (GSF). Dependendo da magnitude dessa redução, poderá haver fixação de patamar imediatamente superior quando do acionamento da Bandeira Tarifária, elevando a arrecadação de mecanismo.

IV- DO FUNDAMENTO LEGAL

66. Esta Nota Técnica fundamenta-se nestes marcos legais e regulatórios:

- I – Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- II – Medida Provisória nº 1.055, 28 de junho de 2021;
- III – Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015;
- IV – Resolução Creg nº 3/2021, de 31 de agosto de 2021;
- V – Resolução Creg nº 4/2021, de 9 de setembro de 2021;
- VI – Resolução CNPE n. 22, de 5 de outubro de 2021;
- VII - Resolução Normativa nº 614, de 3 de junho de 2014;
- VIII - Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015;
- IX - Resolução Normativa nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022;
- X – Resolução Homologatória n. 2.888, de 29 de junho de 2021; e
- XI – Submódulos 4.4, 4.4A, 5.4, 6.8 do PRORET.

V - DA CONCLUSÃO

67. A íntegra da rotina de cálculo relacionada à determinação dos valores das Bandeiras foi disponibilizada no âmbito da CP n. 12/2022, o que possibilitou com que a memória de cálculo que suportara os valores propostos no âmbito da CP pudesse ser auditada pormenorizadamente.

68. Houve cinco inconsistências identificadas, o que foi assimilado em nova rotina computacional denominada *Bandeiras_Rev4_1.R*. Essa nova versão do algoritmo, em conjunto com todas as informações necessárias ao seu processamento (*Deck_Bandeiras.zip*), consta do anexo desta NT.

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



Pág. 16 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

69. Nova rodada de avaliação sobre a viabilidade de operação comercial das usinas do PCS foi também empreendida, o que implicou o expurgo de mais usina do portfólio original (usina RE TG 100 02).

70. Ao fim desses ajustes, apuraram-se diferenças não significativas para os valores das Bandeiras Tarifárias, em termos absolutos, o que denota baixo impacto dos aprimoramentos na estrutura geral de cálculo do mecanismo.

71. Outros tópicos foram apresentados no âmbito da CP e estão consolidados no RAC. Boa parte deles são repetições de pleitos previamente endereçados à Agência, em edições anteriores de consultas públicas, sem que tenha havido renovação de fatos ou novo encadeamento de argumentos. Outros não tiveram correlação com o objeto central da consulta ou careceram de mínima fundamentação para a sua formulação.

VI - DA RECOMENDAÇÃO

72. Recomenda-se encerrar a Consulta Pública nº 12/2022, atualizando as faixas de acionamentos e os valores para o mecanismo das Bandeiras Tarifárias nos termos da exposição feita nesta Nota Técnica.

(Assinado digitalmente)

BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO
Especialista em Regulação – SRG

(Assinado digitalmente)

ANDRÉ VALTER FEIL
Especialista em Regulação – SGT

(Assinado digitalmente)

FELIPE AUGUSTO CARDOS MORAES
Especialista em Regulação – SGT

FELIPE PEREIRA

Especialista em Regulação – SRM

De acordo:

(Assinado digitalmente)

ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO
Superintendente de Regulação dos Serviços de
Geração

(Assinado digitalmente)

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

(Assinado digitalmente)

JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado

* 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 C1977E77006979F9

Pág. 17 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

Anexo I – Material Técnico de Suporte

- *Deck_Bandeiras.zip, contendo o algoritmo Bandeiras_Rev4_1.R*
- *Planilha eletrônica Previsao EER – Fechamento Bandeira.xlsx.*

* 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 C1977E77006979F9

Pág. 18 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

Anexo II – Relatório da Análise de Contribuições – RAC

- Foram recebidas contribuições de 28 pessoas físicas e jurídicas. As contribuições foram divididas em 14 temas, conforme discriminado na sequência. Em cada tema, são elencados os argumentos e pleitos dos agentes, bem como a análise de tais contribuições.
- Vale apontar que a consumidora **Adriana de Azevedo** manifestou apoio às medidas sugeridas pela ANEEL, sem maiores considerações para tanto.

Tema	Avaliação	Aceita	Aceita Parcialmente	Não Aceita	Não se Aplica	Total	Percentual
1	% de Eventos Cobertos	0	0	7	0	7	10%
2	Parâmetros de Acionamento	0	0	10	0	10	14%
2.1	Saldo da Conta Bandeiras	0	0	4	0	4	6%
2.2	ESS	0	0	5	0	5	7%
2.3	Diferença entre Submercados	0	0	1	0	1	1%
3	Custos de Importação	0	0	3	0	3	4%
4	Discussão Ampla	1	0	0	0	1	1%
5	Códigos Computacionais	5	0	0	0	5	7%
6	Demais Contribuições	1	2	12	2	16	22%
6.1	Medidas para Redução Tarifária	0	1	1	0	2	3%
6.2	Termoelétricas	0	0	0	3	3	4%
6.3	Insatisfação com Aumentos	0	0	13	0	13	18%
6.4	Transparência de Informações	0	1	0	0	1	1%
6.5	Viés Arrecadatório	0	0	1	0	1	1%
	Total	7	4	57	5	72	
	Total (%)	10%	6%	79%	7%	100%	

1. Parâmetros de Acionamento das Bandeiras Tarifárias	19
1.1. Saldo da Conta Bandeiras	19
1.2. Exposição pela Diferença de Preços entre Submercados	22
2. Repasse da Importação de Energia no Repasse das Bandeiras Tarifárias	23
3. Discussão Ampla	24
4. Demais contribuições	25
4.1. Medidas voltadas à Redução Tarifária	25
4.2. Usinas Termoelétricas	29
4.3. Rejeição a Aumentos nas Bandeiras Tarifárias	31
4.4. Transparência de Informações	33
4.5. Viés Arrecadatório	37

* 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 C1977E77006979F9

1. Parâmetros de Acionamento das Bandeiras Tarifárias

1.1. Saldo da Conta Bandeiras

3. Repetindo contribuições feitas na atualização dos patamares de Bandeiras Tarifárias em anos anteriores, **EDP**, **Cemig**, **Neoenergia** e **Abradee** solicitam que o acionamento também fosse executado por meio do montante de superávit ou déficit acumulado na Conta Bandeiras. Segundo a **Cemig**, não haveria impacto em termos de complexidade metodológica.

4. Segundo a **Abradee**, o saldo da Conta Bandeiras como gatilho de acionamento, quando o descasamento entre receitas e despesas atingisse certo limiar de exposição no curto prazo, conferiria adequado sinal de preços ao consumidor e mitigaria riscos de redução de caixa das distribuidoras, como os que teriam ocorrido desde nov/2020.

5. Para a **Neoenergia**, o saldo prévio da Conta Bandeiras na decisão de acionamento deveria ser considerado como gatilho por meio da formulação a seguir:

$$\Delta_{saldo} = - \frac{\text{Saldo Conta Bandeiras (R\$)}}{\text{Mercado Consumidor das Bandeiras (MWh)}}$$

$$\text{Novo PLD}_{gatilho} = \text{PLD}_{gatilho} + \Delta_{saldo}$$

6. Assim, caso a receita do acionamento da Bandeira do mês anterior não fosse suficiente para cobrir os custos adicionais relacionados à geração de energia elétrica, o saldo negativo seria utilizado para aumentar o valor do PLD gatilho e influenciaria na definição da Bandeira Tarifária para o mês seguinte. Do mesmo modo, caso a Conta Bandeiras apresentasse saldo positivo, esse *superávit* contribuiria para diminuir o valor do PLD gatilho do mês subsequente, a fim de não gerar grandes saldos na conta.

7. Para a **Cemig**, a atual sistemática de acionamento das Bandeiras Tarifárias (GSF * PLD) estaria ancorada em métodos probabilísticos e apresentaria distanciamento entre valores de receitas arrecadadas e valores de custos verificados. Para a empresa, nos processos tarifários de 2019 a 2022, quase todas as distribuidoras tiveram valores de Componentes Financeiros elevados devido a despesas com compra de energia não cobertas pelas Bandeiras Tarifárias. Tal descasamento levaria a:

i) endividamento das distribuidoras;

ii) pagamento de juros pelos consumidores;

iii) sinalização econômica intempestiva; e

iv) desgaste na imagem do Regulador devido a necessidade de homologação de reajustes

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



Pág. 20 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

tarifários elevados, com custos que poderiam ser cobertos pelas Bandeiras Tarifárias.

8. Finalmente, a **EDP** reafirma os argumentos das demais empresas quanto ao descasamento de caixa, afirmando que as Bandeiras possuiriam adicionais por patamares fixos ao longo do ano. A empresa alega que há um custo da imprecisão na metodologia das bandeiras tarifárias, de modo que o nível do déficit de cobertura seria indicador com função objetivo a ser minimizada, representada pela minimização da correção por taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação de Custódia).

9. A **EDP** sugere que, quando o déficit fosse superior ao valor “X” de exposição (igual a um mês de arrecadação de Bandeiras), o regulador poderia acionar um patamar de Bandeira acima do indicado pelo par PLD * GSF, mas, se o déficit ultrapassasse montante superior a valor “Y”, maior do que “X”, o regulador poderia acionar até dois patamares de bandeira acima do indicado pelo par PLD * GSF. Segundo a empresa, a metodologia seria de fácil assimilação pelos consumidores e agentes, pois a informação de déficit acumulado seria publicada pela CCEE, dando previsibilidade e reprodutibilidade nas decisões. De todo modo, esta discussão deveria ocorrer no âmbito da Atividade Regulatória nº 93, sobre aprimoramento metodológico do mecanismo das Bandeiras, que revistaria as missões atribuídas à sistemática das Bandeiras Tarifárias.

ANÁLISE

10. Quanto às contribuições de considerar saldos, positivos ou negativos, na definição do acionamento das Bandeiras Tarifárias, deve-se rememorar que a Conta Bandeiras tem duplo objetivo: antecipar recursos às distribuidoras para equalização dinâmica de determinados custos de Parcela A e sinalizar tempestivamente aos consumidores a evolução desses custos. Cientes dessa informação, os consumidores podem reagir ou não, a depender de suas condições, preferências e expectativas.

11. Defende-se a manutenção da metodologia vigente de acionamento de considerar como parâmetros o GSF e PLD, pois ambos possuem natureza física (necessária para ancorar a conjuntura energética do sistema e, por conseguinte, conferir o sinal de custo ao segmento de demanda), sendo mais aderentes ao momento de ocorrência dos despachos no Sistema Interligado Nacional – SIN, ao tempo em que também carregam consigo a formulação econômica para a caracterização dos custos oriundos da operação das hidrelétricas e dos demais componentes das Bandeiras (contratos por disponibilidade das termelétricas, energia de reserva e balanço de contratos das distribuidoras no MCP).

12. As variáveis acumuladas de descasamento financeiro não proveem o sinal de preços mais tempestivo para a reação dos consumidores, ao agregar parcela de custos pretéritos simultaneamente à evolução da operação física do sistema. Inserir-las na sistemática de acionamento, pelo menos da maneira como sugerida pelos agentes, privilegiaria a dimensão de caixa das distribuidoras em detrimento do sinal de custo conjuntural da operação do sistema aos consumidores.

13. Embora a modificação da formulação seja operacionalmente possível, a concepção da metodologia vigente pressupõe um equilíbrio entre esses dois objetivos. Assim, recomenda-se não acatar tal pleito neste momento, embora possa ser reavaliado, caso se decida por ressaltar o pilar financeiro do

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



Pág. 21 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

mecanismo de Bandeiras Tarifárias em detrimento do pilar de sinalização.

14. Além disso, o pleito já fora indeferido em diversas ocasiões, inclusive na CP nº 10/2021, de definição dos patamares de bandeiras tarifárias para o ano de 2021. As empresas não trouxeram novos argumentos que corroborassem a proposta.

15. Por último, discorda-se da **EDP**, pois não se trata de questão do momento a se realizar as modificações sugeridas (neste processo ou no âmbito da Atividade nº 93 da Agenda Regulatória ANEEL 2022/2023), mas da concordância com tais propostas.

* 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 C1977E77006979F9

Pág. 22 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

1.2. Exposição pela Diferença de Preços entre Submercados

16. A **Abradee** repetiu pleito negado, no âmbito da CP nº 10/2021, de utilizar a exposição pela diferença de preços entre submercados como parâmetro de acionamento das bandeiras tarifárias. A proposta seria de ajuste na apuração do PLD gatilho, refletindo as despesas referente ao ESS_SE (Sudeste), Custos de Importação e Exposição de Submercado. A associação alega que a proposta amenizaria o descompasso entre os custos líquidos e as receitas faturadas de Bandeira, além de fornecer sinalização mais realista dos custos para o consumidor no curto prazo. Entre 2018 e 2021, o desbalanceamento teria sido responsável por exposições financeiras de R\$ 510 milhões a R\$ 3,6 bilhões.

ANÁLISE

17. Novamente, deve-se rememorar que a Conta Bandeiras tem duplo objetivo: antecipar recursos às distribuidoras para equalização dinâmica de determinados custos de Parcela A e sinalizar dinamicamente aos consumidores a evolução desses custos, que podem reagir ou não, a depender de suas condições, preferências e expectativas. Quanto mais parâmetros de acionamento houver, maior a complexidade e a dificuldade de comunicar as Bandeiras Tarifárias para a população, sobretudo em relação a itens que tenham impactos proporcionalmente menores que os demais itens de acionamento.

18. Ademais, trata-se de operações avançadas do processo vinculado à alocação de custos oriundos da operação e do processo de formação do PLD. Essa profundidade torna mais difícil a tarefa de ancorá-lo na camada original responsável pela sinalização do equilíbrio entre oferta e demanda no âmbito do SIN e, consubstanciada no sinal do preço de curto prazo. Esses aspectos são importantes para sustentar o segundo pilar do mecanismo, o de conferir aos consumidores informação tempestiva sobre a evolução do custo de produção de eletricidade na escala do país. Recomenda-se, portanto, não acatar a contribuição.

* 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 C1977E77006979F9

Pág. 23 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

2. Repasse da Importação de Energia no Repasse das Bandeiras Tarifárias

19. Segundo **Abradee, EDP e Equatorial**, a importação de energia seria item do ESS por Segurança Energética que determinaria os encargos oriundos das usinas de importação de energia entre o Brasil e países vizinhos despachadas por decisão da Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS², com o objetivo de garantir a redução do custo imediato de operação do SIN. Em 2021, teriam totalizado R\$ 6,0 bilhões, ou 32% do total de encargos por segurança energética. Solicitam que tais valores integrem os itens de repasse cobertos pela Conta Centralizadora da Bandeira Tarifária.

ANÁLISE

20. Recomenda-se não acatar o pleito, pois o Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015, que dispôs sobre a criação da Conta Bandeiras não discrimina que os custos de importação descritos possam ser cobertos pelas Bandeiras Tarifárias.

² Em 15 de agosto de 2018, a Portaria nº 339 do Ministério de Minas e Energia (MME) estabeleceu que o Operador Nacional do Sistema (ONS) poderia utilizar integralmente ou parcialmente a energia de importação proveniente da República Argentina e do Uruguai, observando as quantidades e as condições passíveis de substituição termelétrica, garantindo a redução do custo imediato de operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

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



Pág. 24 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

3. Discussão Ampla

22. A **Energisa** reiterou a contribuição enviada no âmbito da CP 41/2021, em que sugeriu a abertura de Tomada de Subsídio para discussão ampla a respeito de toda a metodologia da Conta Bandeira, com objetivo de revisar todo o conceito da Conta.

ANÁLISE

23. Recomenda-se acatar a contribuição. Discussão ampla do mecanismo ocorrerá no âmbito da Agenda Regulatória ANEEL do biênio 2022/2023 – Atividade nº 93: *“Avaliação de Resultado Regulatório das Bandeiras Tarifárias, Submódulo 6.8 do Proret, sobre todos os aspectos da norma (regra de acionamento, comunicação e conhecimento dos stakeholders, estabilidade tarifária e equilíbrio econômico e financeiro das concessões e repasses da Conta Bandeiras)”*.

* 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 C1977E77006979F9

Pág. 25 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

4. Demais contribuições

4.1. Medidas voltadas à Redução Tarifária

24. O **Deputado Federal Léo Moraes** encaminhou a seguinte contribuição:

“Notadamente a crise hídrica atual do país atinge diretamente a produção de energia, já que a principal fonte de geração vem das usinas hidrelétricas. A mudança na tarifação proposta pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL vem aumentando e tem potencial de criar um efeito cascata, com impacto no bolso do consumidor.

O atual valor pago pelo consumidor é resultado do ano anterior e reflete, além da variação das bandeiras, no reajuste tarifário. Neste reajuste, há inadimplência, tributos, encargos e repactuação. No entanto, não há avaliação das realidades das regiões do país que não se enquadram dentro desta crise hídrica, a saber, o Estado de Rondônia, que mantém seus reservatórios abastecidos, além de ser um dos maiores geradores de energia elétrica do Norte, abastecendo outras regiões e, mesmo assim, os consumidores pagam uma das energias mais caras do país.

A última proposta da Aneel, apresentada e disponibilizada no formato de consulta pública, deve incrementar as contas em mais de 50% aos valores das bandeiras amarela e vermelha 1. A amarela aumentaria 56%, de R\$ 1,874 a cada 100 quilowatts (kWh) para R\$ 2,927. Já a vermelha 1 passaria de R\$ 3,971 para R\$ 6,237, alta de 57%. O patamar mais caro da bandeira, a vermelha 2, cairia 1,70%, de R\$ 9,492 a cada 100 kWh para 9,330

Ocorre que este aumento tem acontecido de forma exponencial e prejudicial aos consumidores, principalmente em Rondônia. Em que pese tudo isso, em 2021 a Aneel elevou em 52% o valor da bandeira vermelha patamar 2, taxa extra cobrada em junho do referido ano na conta de luz. A partir de julho, a taxa passou de R\$ 6,243 por 100 kWh consumidos para R\$ 9,49 por 100 kWh¹.

Desde então, o país enfrenta crise hídrica atrelada aos impactos de uma nefasta pandemia e os consumidores continuam a arcar com os ônus desse cenário. Não obstante, foi criada a bandeira de escassez hídrica². Esta, que é a mais cara do sistema e foi criada por uma resolução do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, incide nas contas de luz desde setembro de 2021 e foi implantada na tentativa de cobrir os custos adicionais diante das medidas adotadas para enfrentar a escassez hídrica.

Cumprе ressaltar que em meio a todos estes reajustes e criação de tarifa extra, a Aneel aprovou em 2022 um repasse abastado de mais de 10 bilhões de reais às distribuidoras de energia, e mais uma vez, os valores exorbitantes deste empréstimo, serão distribuídos na conta de luz da população³.

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



Pág. 26 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

Desta forma, é necessária a implantação de medidas que visem reduzir a conta de energia da população, que ainda se recupera dos impactos devastadores trazidos pela pandemia da COVID-19, de forma que tais medidas visem beneficiar o consumidor, haja vista que as distribuidoras de energia já contam com receitas inestimáveis, que abastecem os lucros de seus investidores, à míngua da população.

¹<https://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2021/06/29/conta-de-luz-aumento-bandeiratarifaria-aneel.amp.htm>

²<https://www.poder360.com.br/energia/governo-anuncia-bandeira-tarifaria-de-r-1420-quase-50-maior-que-a-atual/>

³<https://www.correiobraziliense.com.br/economia/2022/03/amp/4993386-consumidor-vai-pagarpor-emprestimo-bilionario-ao-setor-eletrico.html> ”

25. Os Deputados Weliton Prado e Elismar Prado fizeram os seguintes apontamentos:

“Com nossos cordiais cumprimentos, encaminhamos nossas contribuições para o procedimento em epígrafe, desde já asseverando que, conforme nossa luta de muito tempo, defendemos a extinção das bandeiras tarifárias. De fato, conforme o ex-Diretor dessa Agência¹, Sr. Edvaldo Santana, “o modelo atual serve basicamente à antecipação de recursos para as distribuidoras honrarem o pagamento das térmicas. Ele lembrou que a versão original oferecia um “prêmio” ao consumidor, na forma de desconto, se o uso da energia fosse menor do que o observado em meses anteriores”. Sobre o modelo original proposto ressaltou que “A ideia foi bombardeada porque reduzia a receita das distribuidoras. Aí ficou mesmo só no mecanismo de aumento da fatura, sem um estímulo maior à redução do consumo que ajudaria a aliviar o estresse na operação do sistema nesse momento”. Daí, como se vê, as bandeiras, que nem deveriam existir, servem como antecipação de recursos para empresas do setor e não estimulam a redução de consumo. Isto é, o interesse não é em preservar a geração hidroelétrica e reduzir a queima de combustíveis fósseis, mas garantir o lucro. Vale lembrar que, por pelo menos três vezes, durante a pandemia, foram impostas graves derrotas aos consumidores com a abrupta revogação da resolução que suspendia a cobrança de bandeiras e a imposição imediata de bandeira vermelha 2; com o aumento agudo do valor da bandeira vermelha 2 e um segundo aumento com a quebra da segurança jurídica ao mudar a regra do jogo para furar o teto de possíveis aumentos.

Tudo culminando na imposição, goela abaixo dos consumidores, de valor maior ainda com a bandeira escassez hídrica. Contra esses abusos primeiros (revogação da resolução que suspendeu as bandeiras em 2020 antes do final do ano e aumento para a bandeira

* 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 C1977E77006979F9

Pág. 27 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

máxima sem qualquer tipo de progressividade) propusemos a suspensão do ato regulador por meio do PDL nº 503/2020 junto à Câmara Federal e contra a Res. nº 2.888/2021 igualmente propusemos do PDL nº 291/2021. Nesse passo, há que se insistir que as dificuldades, especialmente para os mais pobres, são públicas e notórias, e não passaram, assim como a Covid-19 não foi derrotada. É preciso salientar que o serviço público de energia elétrica é essencial, é destinado a satisfazer as necessidades essenciais da coletividade. Consequentemente, sujeita-se aos princípios da generalidade, modicidade, eficiência e continuidade da prestação. Noutra linha, agravando o problema, já houve autorização de reajustes tarifários em 2022 de diversas distribuidoras de energia, apagando qualquer impacto do fim da bandeira escassez hídrica, como se vê na imprensa²: “Aneel aprova aumentos de até 25% nas contas de luz, após fim de taxa extra” – Uol Economia. Desse modo, nos causa extrema preocupação as previsões anunciadas em 12/04 durante apresentação técnica em sessão dessa agência e constantes da Nota Técnica nº 045/2022-SRG-SGT-SEM/ANEEL. Não bastassem os aumentos de 56,2% e 57,1% para as bandeiras amarela e vermelha 1, os patamares para a bandeira verde (embutidos nos reajustes de cada distribuidora) apontam que as bandeiras (até mesmo a verde) serão um dos grandes catalizadores da inflação escorchante. Os Senhores Diretores muito bem sabem do círculo vicioso inflacionário causado pela alta de combustíveis e energia. Ora, eles fazem os preços de tudo subirem e sobem mais porque tudo ficou mais caro.

Nessa ordem de ideias, registramos que na sessão de 12/04 dessa Agência, quando da apreciação dos autos nº 48500.000441/2022-11 que deu origem a esta consulta pública, inclusive na apresentação e nota técnicas, não houve considerações de modicidade, capacidade de pagamento do consumidor, apropriação pelo consumidor de ganhos de eficiência ou, até mesmo, redução da margem de lucro das empresas envolvidas. Vale lembrar, também, que o salário-mínimo foi reajustado em percentual menor que o IPCA, que mais de dez milhões de pessoas encontram-se desempregadas e que a maioria da população economicamente ativa está na informalidade. Noutro norte, como registrado pelo Diretor-Geral em sessão dessa Agência de 12 de abril deste ano, o ONS afirma que as chances de acionamento de bandeiras neste ano são menores do que 3%, ou seja, pelo menos 97% de chances de manutenção da bandeira verde até dezembro. Ora, se a situação hidrológica é tão boa, qual o sentido de aumento tão agudo dos preços das bandeiras amarela e vermelha 1? Futuro e incerto evento danoso e/ou imprevisível não estaria coberto pela bandeira vermelha 2 (que já fora majorada duas vezes ano passado)? Destarte, reduzindo o efeito inflacionário e auxiliando na recuperação da saúde e economia do país, é necessária a atuação dessa Agência para isentar a população do pagamento das bandeiras tarifárias e, não sendo essa a decisão, para reduzir os valores das bandeiras tarifárias amarela e vermelha 1 ou, ao mínimo, manter sem qualquer aumento.”

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



Pág. 28 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

ANÁLISE

26. Em relação à proposta do Sr. Deputado Federal Léo Moraes, de fato, não há diferenciação do valor de cada patamar de Bandeiras Tarifárias por Unidade da Federação conectada ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Conforme o Decreto nº 8.401/2015, que instituiu a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, não foi autorizada a diferenciação de adicionais de patamares de Bandeira Tarifária a depender da situação dos reservatórios em determinada Unidade da Federação conectada ao SIN.

27. Nesse ponto, vale também sublinhar que as principais usinas hidrelétricas (UHEs) do Estado de Rondônia (*i.e.* UHEs Santo Antônio e Jirau) não têm, modo geral, capacidade de regularização hídrica em escala mensal (*i.e.* usinas com regime de operação a fio d'água). Elas estão amplamente sujeitas ao ciclo hidrológico sazonal do rio Madeira. Dessa forma, ao mesmo tempo em que, no período de cheias, o Estado de Rondônia pode assumir papel exportador de eletricidade, na época de secas, pode haver necessidade de importação de outras unidades da federação. Esse intercâmbio energético só é possível graças à existência do SIN.

28. Quanto aos empréstimos sob a lógica da Conta Escassez Hídrica, a ANEEL prestou suas atribuições em cumprimento a instrumento normativo com força de lei, notadamente a Medida Provisória nº 1.078, de 13 de dezembro de 2021, cujo teor está em debate no âmbito do Congresso Nacional.

29. Acerca das medidas voltadas à redução das tarifas de energia elétrica, trata-se de uma questão que envolve a governança do setor elétrico como um todo, de modo que dela devem participar o Congresso Nacional, o Poder Concedente, consumidores, associações de defesa dos consumidores, entre outros. Colocamo-nos à disposição para contribuir no que for possível em prol de aprimorar o setor elétrico brasileiro de forma justa e equilibrada, visando a modicidade tarifária e o respeito aos contratos.

30. Sobre as questões levantadas pelos Deputados Weliton Prado e Elismar Prado, cabe esclarecer que o mecanismo das Bandeiras Tarifárias é fundamentado em dois pilares: i) informar tempestivamente os consumidores sobre os custos variáveis de produção de eletricidade no país, que estão altamente correlacionados com a dinâmica de fatores climáticos e ii) equalizar o fluxo financeiro das distribuidoras, ao provê-las de receitas compatíveis com a escala de custos percebidos no âmbito da operação do sistema.

31. Em face da característica altamente renovável da matriz de energia elétrica do Brasil, liderada por hidrelétricas e com relevante participação de fontes eólicas e solares, os custos de produção variam com as estações do ano. Em períodos de estiagem, há diminuição da oferta hidrelétrica, o que requer complementação de geração movida por combustíveis fósseis (usinas termelétricas), com a consequente elevação de custos.

32. As Bandeiras Tarifárias são capazes de informar os consumidores sobre essa dinâmica, provendo-os tempestivamente sobre as informações relacionadas aos custos incorridos na operação do sistema. Trata-se de importante instrumento de transparência, incentivando o uso racional da

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



Pág. 29 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

eletricidade. Além disso, ao procurar equalizar os custos com uma arrecadação de grandeza compatível, há diminuição do repasse tarifário ao fim de cada ciclo anual. Vale lembrar que esse repasse é remunerado pela taxa Selic. Portanto, as Bandeiras também diminuem o valor financeiro repassado aos consumidores ao fim de cada ciclo, ao não incidirem juros sobre a sua cobrança.

33. As preocupações levantadas pelos parlamentares sobre capacidade de pagamento do consumidor, impactos da pandemia sobre a cadeia de consumo, conjuntura inflacionária, índices de reajuste do salário-mínimo, são fatos relevantes, mas cuja eventual acomodação sobre a estrutura da tarifa de eletricidade deve ser endereçada por meio de políticas públicas. A competência para desenhar e aplicar políticas públicas é do Congresso Nacional e/ou do Poder Executivo central. À ANEEL cabe implementar as políticas públicas e diretrizes do governo federal, conforme previsto no art. 3º da Lei n. 9.427/1996. Ao desempenhar os cálculos relacionados à tarifa de energia elétrica, a Agência observa os ditames legais e infralegais concernentes, cujas naturezas vinculam a atuação do regulador e, por conseguinte, os resultados publicados.

34. Sobre os aumentos das Bandeiras amarela e vermelha 1, é preciso distinguir o cálculo de suas eventuais cobranças. Trata-se de valores compatíveis com a escala de custos em cenários operativos correspondentes. Ocorre que a ocorrência ou não desses cenários depende da dinâmica climática e operativa, invariavelmente sujeitas a cálculos probabilísticos. As probabilidades apontadas refletem cenário à época vislumbrado. Esses cenários são dinâmicos, podendo melhorar ou piorar à medida em que a estação seca evolui.

4.2. Usinas Termoelétricas

35. Segundo o **Conerge**, a análise da ANEEL constataria elevação de custos operacionais de despacho de termelétricas por conta da falta de chuvas nas regiões Sul e Sudeste, embora se verificasse que os reservatórios brasileiros, constantes do SIN, teriam a melhor situação dos últimos sete anos. A melhora no armazenamento levaria, segundo o **Concen/MS e CONCEL**, a mostrar a desnecessidade de contratar o PCS.

36. Em 2021, houve despachos do ONS de termelétricas a óleo diesel ou a gás, sustentadas na modalidade comercial *Merchant*, com preços elevados. O **Conerge** solicitou informações ao ONS acerca da ausência de despacho da Central Geradora Térmica Fortaleza – CGTF, cuja totalidade de energia seria comercializada com a Enel Ceará até 2023, porém não obtiveram resposta. Alega que, a partir do balanço 2020 publicado pela CGTF, a Petrobras teria anunciado rescisão unilateral do contrato de fornecimento de gás natural, resultando em um litígio, mas a companhia teria garantido seu abastecimento de combustível em decisões judiciais liminares. Em ago/2020, a disputa teria sido encerrada, de forma que os contratos que regulam o fornecimento de gás, firmados em 2002, continuariam válidos, sem qualquer alteração de preço, volume de fornecimento ou prazo de validade. Então, a CGTF não teria alterações nos valores contratados de gás com a Petrobrás e adunaria pelo menor volume de energia comercializado nos anos de 2020, 2021 e 2022. Mesmo assim, o valor unitário considerado no Reajuste Tarifário 2021 da Enel

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



Pág. 30 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

CE para o montante de energia do contrato bilateral da CGTF seria de R\$ 477,84/MWh, superior aos valores médios de R\$ 235,61/MWh considerados para os contratos de compra de energia do setor elétrico brasileiro.

37. A **Conerge** avaliou, ainda, que houve queda acentuada da geração nuclear, em plena crise hídrica, denotando que a operação do sistema pode não ter tido os devidos cuidados com o aumento dos custos ao consumidor através do aumento de despacho de usinas termelétricas a óleo combustível e óleo diesel mais caras. Além disso, outras térmicas a gás do PPT, estabelecidas pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, cujo custo operacional é menor, não teriam sido despachadas, como a Termo Ceará (UTE Carlos Jereissati), enquanto térmicas *Merchant*, movidas a gás e mais caras, estariam sendo despachadas.

38. Segundo **Conerge** e **Concen/MS**, a situação de consumidores cearenses é dramática com perdas de emprego, perda de poder aquisitivo, fechamento de empresas comerciais, redução da atividade industrial sob forte aumento tarifário de energia elétrica. Portanto, não se justificaria o aumento puro e simples do valor das Bandeiras Tarifárias sem uma prévia e imediata ação da ANEEL no sentido de fiscalizar e determinar despacho da Usinas Térmicas a Gás do Ceará, de valor inferior a outras movidas a óleo diesel que estão sendo despachadas fora da ordem de mérito. O Concen/MS entende que a ANEEL deveria adotar providências para justificar o fato de usinas a gás do Ceará, Termo Fortaleza (CGTF) e Termo Ceará (UTE Carlos Jereissati), mais baratas, não terem sido despachadas desde março de 2021.

39. O **Concen/MS** avaliar que houve alguns erros estratégicos de operação no ano de 2020 e no primeiro semestre de 2021 que contribuíram para o deplecionamento de reservatórios. Entre eles, conforme citados anteriormente, o não despacho das Térmicas a Gás no Ceará que, apesar de serem integralmente pagas pelos consumidores cearenses, incompreensivelmente não foram despachadas, além da parada da Usina de Angra, em meados de 2021.

40. **Conerge** e **Concen/MS** afirmam que seria necessário verificar formas que não imputassem ao consumidor a responsabilidade pelos custos operacionais decorrentes dessa deficiência operacional. Outras medidas, adotadas no final de 2021, como o incentivo monetário para o consumidor economizar energia e o incentivo temporário e interrompível para o consumidor poder gerar sua própria energia, através da geração distribuída, poderiam ser executadas, evitando-se desta forma o uso das termelétricas.

41. Para o **Concen/MS** e **CONCEL**, a NT nº 45/22, no seu item 18 e 22, cita que os custos dos CCEAR-D levariam em conta o despacho progressivo de termelétricas do SIN, sem citar que os despachos dos contratos bilaterais das térmicas de Fortaleza e de Pernambuco já são pagas pelos consumidores das respectivas distribuidoras, portanto deveriam ser levadas em conta no despacho preferencial e na exclusão dos valores na Conta Bandeiras.

ANÁLISE

42. Quanto às usinas Termo Fortaleza, Termo Ceará e Angra, a competência para despachar

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



Pág. 31 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

essas usinas é do ONS. De todo modo, a decisão de 2021 da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética – CREG reconheceu a importância da Termo Fortaleza e da Termo Ceará para que a geração dessas usinas fosse alocada no atendimento a carga do SIN.

43. Adicionalmente, em relação às demais contribuições desta seção, aponta-se que:

- i) A metodologia de Bandeiras Tarifárias prevê a atualização histórica dos dados, incorporando, inclusive, os eventos graves do ano de 2021, que conformam a densidade de probabilidades responsáveis pela delimitação dos intervalos nominais dos patamares de acionamento. Tais realizações históricas adversas culminaram em recalibramento de valor nominal mais elevado, associado aos graus de aversão a risco responsáveis pela caracterização de cada patamar. O Conselho não propôs métrica alternativa para calibração da metodologia de Bandeiras Tarifárias;
- ii) Este processo não tem por objetivo modificar a carteira de compra de energia das distribuidoras de energia elétrica, nem avaliar a pertinência da contratação do PCS. Trata-se de medidas de política energética, cuja responsabilidade compete ao Ministério de Minas e Energia (MME). Tampouco é facultado a este processo avaliar as decisões operativas do ONS ou CMSE, ou mesmo determinar que o CMSE deixe de exercer suas atribuições;
- iii) A ANEEL dispõe de campanhas de fiscalização dos serviços de geração de energia elétrica, por meio da SFG/ANEEL, de modo a constatar eventuais irregularidades na operação física das usinas, impondo, inclusive, penalidades, em caso de descumprimento de dispositivos normativos; e
- iv) Propostas de programas de incentivos monetários aos consumidores devem ser encaminhados aos formuladores de políticas públicas, seja o Ministério de Minas e Energia, seja o Congresso Nacional.

4.3. Rejeição a Aumentos nas Bandeiras Tarifárias

44. **Otoni Bellido Rodrigues Nakai, Anderson Vidal, Paulo Rodrigues Brandt, Admilson Ferreira, Johnatan Paiva, Evaldo Braga, Eduardo Estevão, Paulo Afonso, Robson Alexandre, Celso Machado, CONCEG e Sinergia/CUT** foram contrários aos aumentos na Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha Patamar 1, alegando:

- i) Falta de justificativas para os aumentos;
- ii) Necessidade de ajustes limitados à variação inflacionária ou a 5%;
- iii) Falta de sensibilidade à situação dos consumidores;

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



Pág. 32 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

- iv) Incompatibilidade de aumento com a melhor situação dos reservatórios;
- v) Tomadores de decisões errôneas ou a falta de planejamento estão transferindo a responsabilidade aos consumidores de energia elétrica;
- vi) Necessidade de alterações legais para proibição da cobrança de impostos sobre o adicional gerado pela Bandeira Tarifária, fazendo com que o Estado participasse do sacrifício imposto à população;
- vii) Busca por incentivos a novas fontes de energia; e
- viii) Parcialidade da Agência em favor das empresas;

ANÁLISE

45. A maioria das contribuições não apresentou propostas concretas ou análise dos documentos expostos no âmbito da Consulta Pública. De toda forma, cabe registrar a insatisfação dos consumidores e apontar que:

- i) A Nota Técnica nº 45/2022-SRG-SGT-SRM/ANEEL, de 11 de abril de 2022, apresentou proposta com o devido embasamento técnico para a discussão da atualização das faixas de acionamento e de seus valores correspondentes para as Bandeiras Tarifárias no ciclo 2022/2023;
- ii) A Agência atua comprometida com o equilíbrio setorial, de forma imparcial, analisando as contribuições e propostas de pessoas físicas e jurídicas que lhe demandem, no âmbito de sua competência;
- iii) A metodologia de Bandeiras Tarifárias prevê a atualização histórica dos dados, incorporando, inclusive, os eventos graves do ano de 2021, que conformam a densidade de probabilidades responsáveis pela delimitação dos intervalos nominais dos patamares de acionamento. Tais realizações históricas adversas culminaram em recalibramento do valor nominal mais elevado, associado aos graus de aversão a risco responsáveis pela caracterização de cada patamar;
- iv) A ANEEL não é responsável por promover alterações legais ou políticas públicas, de modo que tais pleitos devem ser direcionados ao Congresso Nacional e/ou ao MME;
- v) Não houve especificação de quais decisões errôneas, nem de quais agentes as cometeram, prejudicando a análise da contribuição; e
- vi) A busca por novas fontes de energia não está no âmbito de discussão desta Consulta Pública.

46. Quanto à ampliação e à diversificação da matriz elétrica e à conversão de usinas termoeletricas, concorda-se que essa pode ser parte da solução para o problema, que envolve, no

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



Pág. 33 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

entanto, decisões da EPE e do Poder Concedente, sem perspectivas de terem efeitos imediatos.

4.4. Transparência de Informações

47. Segundo o **Sinergia/CUT**, a Agência Reguladora, dentro dos limites que a lei lhe permite, poderia propor e constituir alternativas, a exemplo da vedação de cortes de energia elétrica por inadimplência aos consumidores baixa renda (Tarifa Social) na pandemia. O ônus da crise social, econômica e sanitária não deveria recair somente nas indústrias, comércio e consumidores residenciais.

48. Por mais que os contratos de concessão preconizem o equilíbrio econômico-financeiro, seria fundamental buscar o equilíbrio entre os agentes. Os consumidores estariam sendo prejudicados nesse balanço enviesado. Seria necessário rever os contratos, no que for possível, propor alternativas viáveis, estimular a atividade econômica e a geração de emprego, preservar o orçamento das famílias e salvaguardar a universalização do acesso. Se houver, por parte do poder público, o entendimento da necessária redução da tarifa à população, haveria também a articulação para transformar isso em realidade.

49. O **Sinergia/CUT** formulou questionamentos sobre:

- i) a evolução das tarifas de energia elétricas desde mar/2022;
- ii) os impactos futuros dos “empréstimos” (Conta-Covid e Escassez Hídrica) e das recentes decisões da Agência Reguladora que possuam repercussão tarifária;
- iii) o número de desligamentos desde março/2022 por inadimplemento;
- iv) a contribuição das distribuidoras para minimizar os efeitos da crise econômica em nosso país, haja vista terem recebido percentuais de reajuste acumulado superiores à inflação;
- v) Os reajustes tarifários precisarem necessariamente ocorrer de forma direta/integral sobre a tarifa neste momento, ou se não existiria a possibilidade de negociação para enfrentar a crise.

50. O **Sinergia/CUT** propõe:

- i) Elaborar estudo que contenha o impacto percebido pelos consumidores ao articular a tarifa das distribuidoras à média de consumo/valor adicional das bandeiras tarifárias; e
- ii) Que seja realizado e disponibilizado estudo de impacto na tarifa (na ANEEL ou que a agência demande este subsídio) nos setores produtivos junto aos consumidores, tendo em vista a crise na qual nos encontramos

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



Pág. 34 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

51. Finalmente, o **Sinergia CUT** propõe que de toda informação sobre Bandeiras Tarifárias esteja disponível no item de observações da conta de energia elétrica (percentual de aumento relativo ao mês vigente e percentual acumulado desde a sua vigência). O **Sinergia CUT** também propõe que a ANEEL crie um *banner* especial em seu *website* destinado às Bandeiras Tarifárias e nele disponibilize diversas informações, dentre as quais o acompanhamento da Conta Bandeiras com dados de arrecadação e saldo, arrecadação por distribuidora. Além disso, propõe acompanhamento dos níveis dos reservatórios e Bandeira Tarifária para o mês vigente, se possível incluir dados de previsão futura.

ANÁLISE

52. A sinalização de preços pelo mecanismo de Bandeiras Tarifárias não é excludente com a possibilidade de elaboração de campanhas publicitárias que promovam a conscientização de gastos dos consumidores de energia elétrica. De fato, a ANEEL tem promovido campanhas com vídeos explicativos sobre as contas de luz, apresentando os “vilões da economia” com dicas para redução do consumo em diversas plataformas, como YouTube, Facebook, Instagram e Twitter (#ConsumoConsciente).



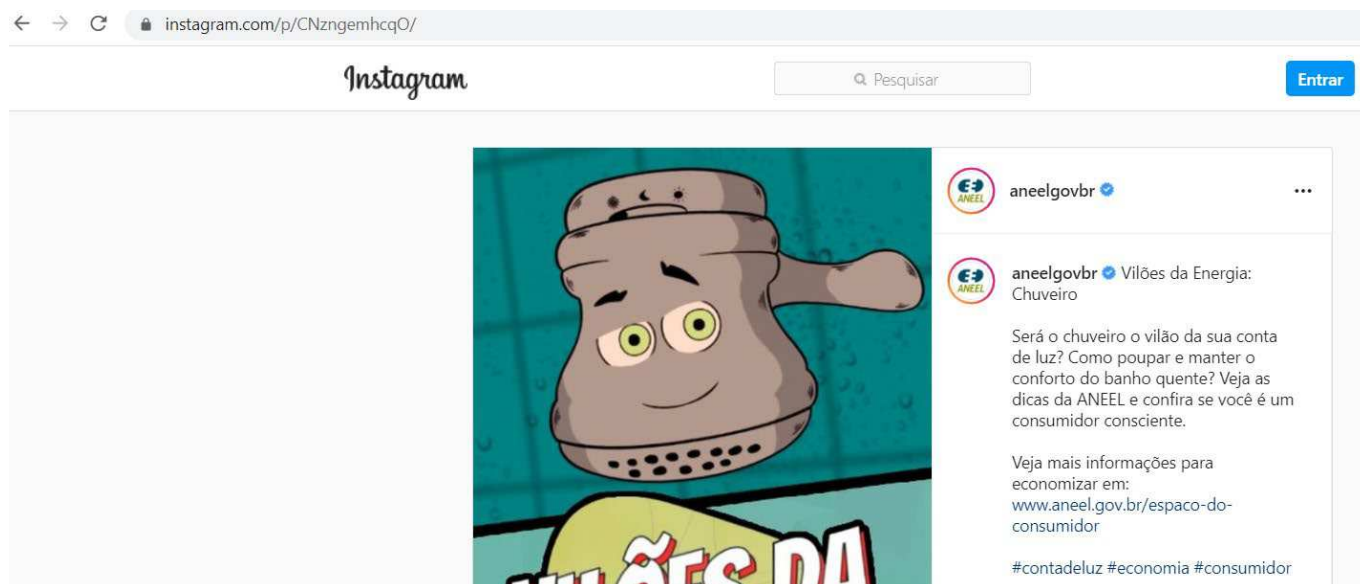
* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação C1977E77006979F9

Pág. 35 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.



53. Sobre a disponibilização de informações sobre bandeiras tarifárias no sítio eletrônico da ANEEL, esse espaço já existe:



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

Pág. 36 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

← → ↻ aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias

TARIFAS CONSUMIDORES

- Ranking das Tarifas
- Relatórios de Consumo e Receita
- Tarifa Branca


Bandeiras Tarifárias

CÁLCULO TARIFÁRIO E METODOLOGIA

GESTÃO DE RECURSOS TARIFÁRIOS

LUZ NA TARIFA

Bandeiras Tarifárias



O que são bandeiras tarifárias? Assistir no YouTube

por: SGT - publicado: 24/11/2015 09:10, Última modificação: 29/06/2021 15:56

Desde o ano de 2015, as contas de energia passaram a trazer uma novidade: o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que apresenta as seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha – as mesmas cores dos semáforos – e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade. Cada modalidade apresenta as seguintes características:

Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01674 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;

Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,03971 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,09492 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Todos os consumidores cativos das distribuidoras serão faturados pelo

BANDEIRAS TARIFÁRIAS
BANDEIRA DO MÊS
AGOSTO/2021
VERMELHA
PATAMAR 2

TARIFA BRANCA
CONSULTE AQUI OS POSTOS TARIFÁRIOS

CALENDÁRIO PREVISTO DE DIVULGAÇÃO DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS - 2021

Janeiro/21	23/12/2020
Fevereiro	29/01/2021
Março	26/02/2021
Abril	26/03/2021
Maior	30/04/2021
Junho	28/05/2021
Julho	25/06/2021
Agosto	30/07/2021
Setembro	27/08/2021
Outubro	24/09/2021
Novembro	29/10/2021
Dezembro	26/11/2021
Janeiro/22	30/12/2021

* O calendário de divulgação é definido conforme datas das reuniões do PMO do ONS, que podem ser alteradas.

Veja mais

- Relatório de Aclonamento das Bandeiras
- Conta Bandeiras

54. As informações sobre o nível de reservatórios constam do sítio eletrônico do ONS: <http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>.

55. Sobre a realização de previsões de Bandeiras Tarifárias ao longo do ano, os estudos de revisão anual dos patamares já consideram simulações com propriedades estocásticas.

56. Em relação a repasses tarifários inferiores às regras contratuais e normativas, a premissa, neste momento, foi de preservação de contratos, de modo a se assegurar a segurança jurídica e prestação adequada do serviço aos consumidores, com equilíbrio tarifário.

57. Sobre a modificação da conta de luz para comportar mais informações, este processo não versa sobre este assunto.

58. Quanto a estudos que demonstrem o impacto das tarifas na sociedade durante a pandemia, a ANEEL está à disposição para recebê-los e, havendo proposições concretas, avaliar aprimoramentos no arcabouço regulatório.

59. Sobre impactos tarifários desde março/2022, a ANEEL disponibiliza em seu sítio eletrônico a seção “Luz na Tarifa” que permite avaliar o tipo de informação pretendida a critério das categorizações que o sindicato busque avaliar.

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



Pág. 37 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.



60. O tema de cortes de fornecimento foge ao escopo da presente Consulta Pública. A discussão sobre cortes de fornecimento por inadimplência foi objeto de outras Consultas Públicas na ANEEL ao longo do ano de 2020 e 2021.

61. As contribuições das distribuidoras durante a crise devem ser defendidas pelas próprias empresas.

62. A homologação de valores nos processos tarifários apenas limita as distribuidoras a não excederem determinado nível tarifário, de modo que é possível que os consumidores tentem negociar com as distribuidoras o compartilhamento de custos.

63. Não faz parte do escopo desta Consulta Pública analisar o impacto tarifário das Contas Covid e Escassez Hídrica.

4.5. Viés Arrecadatário

64. Segundo o **Idec**, deveria haver a redução da dependência dos sistemas de Bandeiras, sendo elas acionadas somente em casos específicos e não planejados. Esse sistema é precário e a demanda de energia tem perfil inelástico, não servindo de forma alguma como uma resposta dos consumidores às condições de geração do sistema. A previsibilidade, tão discutida no setor empresarial, precisa também ocorrer com o consumidor sujeito à Bandeira.

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

Pág. 38 da Nota Técnica nº 63/2022 – SRG-SRM-SGT/ANEEL, de 20/06/2022.

65. No entanto, o que se vê seria um forte viés arrecadatário com o estabelecimento desta sobretarifa, porque, em vez de o consumidor se submeter a apenas um reajuste ou revisão tarifária por ano, passa a experimentar variações mensais em sua tarifa. Adicionalmente, verifica-se que o acréscimo na conta decorrente das Bandeiras Tarifárias sofre incidência dos tributos inerentes à energia elétrica. Assim, o aumento na tarifa é efetivamente maior, acarretando na ampliação da carga tributária.

66. Por fim, o que o consumidor deseja é que haja transparência, e que as informações norteadoras da definição da bandeira aplicável sejam comunicadas de forma clara e objetiva e estejam acessíveis a todos.

ANÁLISE

67. Deve-se rememorar que a Conta Bandeiras tem duplo objetivo, em condições de igualdade: antecipar recursos às distribuidoras para equalização mais dinâmica de determinados custos de Parcela A e sinalizar dinamicamente aos consumidores a evolução desses custos, que podem reagir ou não, a depender de suas condições, preferências e expectativas.

68. A sazonalidade de custos empreendidas pela sistemática das Bandeiras Tarifárias é reflexo da característica da produção de eletricidade no país, amplamente renovável e calcada em fontes energéticas vinculadas à dinâmica da atmosfera terrestre: regime hidrológico, dos ventos e da incidência solar. Há também o importante efeito sazonal das estações do ano sobre o perfil de consumo da demanda de eletricidade. Entende-se que previsibilidade e empoderamento do consumidor provêm justamente da sinalização tempestiva de custos vinculadas a esses fenômenos naturais.

69. Tornar a cobrança uniforme ao longo de um ano distorceria a natureza precípua desses custos, desinformaria o consumidor sobre sua dinâmica e interconexões e tornaria sua cobrança mais elevada ao final, na medida em que sobre o descasamento de custos incidem custos de capital (juros), aumentando o valor financeiro percebido pelo segmento na tarifa de eletricidade.

70. Conforme indicado na seção anterior, no sítio eletrônico da ANEEL estão disponíveis as informações acerca da evolução metodológica e do acionamento das Bandeiras de forma transparente.

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

REQUERIMENTO DE INCLUSÃO EM PAUTA

Ao Secretário-Geral :

DESPACHO: Solicito a inscrição do(s) seguinte(s) processo(s) na pauta da 22ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria do dia 21/06/2022

PROCESSO: 48500.000441/2022-11

RELATOR(A): Efrain Pereira da Cruz

RESPONSÁVEL: SRG

PARTE INTERESSADA: Agência Nacional de Energia Elétrica

ASSUNTO: Resultado da Consulta Pública nº 12/2022, instituída com vistas a obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023.

Brasília, 21 de Junho de 2022

EFRAIN PEREIRA DA CRUZ

NUP:



VOTO

PROCESSO: 48500.000441/2022-11

INTERESSADOS: Agentes do setor elétrico.

RELATOR: Diretor Efrain Pereira da Cruz

RESPONSÁVEIS: Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, Superintendência de Gestão Tarifária – SGT e Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM.

ASSUNTO: Resultado da Consulta Pública nº 12/2022, instituída com vistas a obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023.

I. RELATÓRIO

1. Em 28 de junho de 2021, por meio da Medida Provisória – MP nº 1.055, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg) foi criada como forma de atuar no enfrentamento da crise hidroenergética, iniciada em meados do ano de 2021.
2. A Resolução Homologatória (REH) nº 2.888, de 29 de junho de 2021, estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das Bandeiras Tarifárias de que tratam o Submódulo 6.8 do Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret), com vigência a partir de 1º julho de 2021.
3. Em 31 de agosto de 2021, a Creg emitiu a Resolução nº 3/2021, determinando à ANEEL a implementação de patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, no valor de R\$142,00/MWh. Segundo o dispositivo, a Bandeira Escassez Hídrica deveria vigorar entre setembro de 2021 a abril de 2022, não atingindo aos consumidores inscritos na Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE). Para esse último agrupamento, aplicou-se o disposto na REH nº 2888/2021.



4. A Resolução Normativa (REN) nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022, aprovou a versão 1.9c (vigente) do Submódulo 6.8 do Proret.
5. Em 11 de abril de 2022, a NT nº 45/2022-SRG-SGT-SRM/ANEEL foi emitida apresentando proposta para discussão da atualização das faixas de acionamento e de seus valores correspondentes para as Bandeiras Tarifárias no ciclo 2022/2023.
6. Por deliberação colegiada da Diretoria da ANEEL, em 12 de abril de 2022, foi aberta a Consulta Pública – CP nº 12/2022 para recebimento de contribuições quanto ao tema, entre os dias 14/04/2022 e 04/05/2022.
7. Em 20 de junho de 2022, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT e a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM emitiram a Nota Técnica nº 63/2022-SRG/SGT/SRM/ANEEL¹, em que avaliaram as contribuições recebidas, concluindo por recomendar à Diretoria da Agência que encerre a Consulta Pública nº 12/2022, atualizando as faixas de acionamentos e os valores para o mecanismo das Bandeiras Tarifárias.
8. É o que basta relatar.

II. FUNDAMENTAÇÃO

9. Foram recebidas contribuições de 28 pessoas físicas e jurídicas: Deputados Federais Léo Moraes, do Podemos/Rondônia e Weliton Prado, do PROS/Minas Gerais, Deputado Estadual Elismar Prado, do PROS/Minas Gerais, consumidores de energia elétrica Otoni Benildo Rodrigues Nakai, Anderson Vidal, Paulo Roberto Brandt, Admilson Ferreira, Johnatan Paiva, Evaldo Braga, Eduardo Estevão, Paulo Afonso Mao, Robson Alexandre, Celso Machado, Adriana de Azevedo, Conselho de Consumidores da Enel Distribuição Ceará (Conerge), Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Energisa Mato Grosso do Sul (Concen/MS), Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Estado de Goiás (CONCEG), Conselho de Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas (CONCCEL) Sindicato dos Trabalhadores Energéticos do Estado de São

¹ Documento SICNet nº 48550.000562/22.



Paulo (Sinergia-CUT), Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (Idec), Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee), Energias do Brasil S.A. (EDP), Grupo CPFL Energia (CPFL), Grupo Energisa (Energisa), Grupo Neoenergia (Neoenergia), Enel Energia (Enel), Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig) e Grupo Equatorial Energia (Equatorial).

10. Em sua Nota Técnica, as Superintendências apresentaram os tópicos julgados de maior relevância regulatória, sendo que todas as contribuições recebidas no âmbito da CP foram devidamente avaliadas e se encontram endereçadas no Relatório de Análise de Contribuições (RAC), anexo à Nota Técnica.

11. Os principais pontos que nortearam a discussão realizada foram:

- a. Ajustes na rotina de cálculo dos valores das Bandeiras;
- b. Reavaliação do impacto das usinas do Procedimento de Contratação Simplificada (PCS);
- c. Valores finais para os Patamares das Bandeiras Tarifárias;
- d. Alteração do percentil de risco atrelado ao patamar 2 da Bandeira Vermelha;
- e. Formalização do Encargo de Serviços de Sistema (ESS) na sistemática de acionamento.

12. Em conclusão, as Superintendências destacaram que:

67. A íntegra da rotina de cálculo relacionada à determinação dos valores das Bandeiras foi disponibilizada no âmbito da CP n. 12/2022, o que possibilitou com que a memória de cálculo que suportara os valores propostos no âmbito da CP pudesse ser auditada pormenorizadamente.

68. Houve cinco inconsistências identificadas, o que foi assimilado em nova rotina computacional denominada Bandeiras_Rev4_1.R. Essa nova versão do algoritmo, em conjunto com todas as informações necessárias ao seu processamento (Deck_Bandeiras.zip), consta do anexo desta NT.



69. Nova rodada de avaliação sobre a viabilidade de operação comercial das usinas do PCS foi também empreendida, o que implicou o expurgo de mais usina do portfólio original (usina RE TG 100 02).

70. Ao fim desses ajustes, apuraram-se diferenças não significativas para os valores das Bandeiras Tarifárias, em termos absolutos, o que denota baixo impacto dos aprimoramentos na estrutura geral de cálculo do mecanismo.

71. Outros tópicos foram apresentados no âmbito da CP e estão consolidados no RAC. Boa parte deles são repetições de pleitos previamente endereçados à Agência, em edições anteriores de consultas públicas, sem que tenha havido renovação de fatos ou novo encadeamento de argumentos. Outros não tiveram correlação com o objeto central da consulta ou careceram de mínima fundamentação para a sua formulação.

13. Destaco que, tendo em vista que 2021 foi um ano operativo de importante severidade para a geração hidrelétrica (crise hídrica), com também relevante pressão inflacionária sobre os custos de produção, somada a uma dinâmica singular de elevação dos custos dos combustíveis, a atualização dessas variáveis sobre os “valores de face” que caracterizam as faixas de acionamento das Bandeiras Tarifárias necessariamente implicou elevação nominal de suas referências, conforme apresentando na Tabela a seguir:

Limites Superiores (R\$/MWh)				
Ano	Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
2021	25,91	62,65	81,68	122,45
2022	31,93	69,06	92,47	136,46

14. Os valores revisados para 2022 estão mais aderentes à conjuntura atual da operação e de realização do PLD, ao serem calibrados em escala comercial/operativa compatível (mais próximas entre si).

III. DIREITO

15. A presente fundamentação encontra amparo principalmente nos seguintes dispositivos a seguir:



- a. I – Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b. II – Medida Provisória nº 1.055, 28 de junho de 2021;
- c. III – Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015;
- d. IV – Resolução Creg nº 3/2021, de 31 de agosto de 2021;
- e. V – Resolução Creg nº 4/2021, de 9 de setembro de 2021;
- f. VI – Resolução CNPE nº 22, de 5 de outubro de 2021;
- g. VII - Resolução Normativa nº 614, de 3 de junho de 2014;
- h. VIII - Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015;
- i. IX - Resolução Normativa nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022;
- j. X – Resolução Homologatória nº 2.888, de 29 de junho de 2021; e
- k. XI – Submódulos 4.4, 4.4A, 5.4, 6.8 do PRORET.

IV. DISPOSITIVO

16. Com base no exposto e no que consta do Processo nº 48500.000441/2022-11, voto por encerrar a Consulta Pública nº 12/2022, atualizando as faixas de acionamentos e os valores para o mecanismo das Bandeiras Tarifárias, nos termos da exposição feita neste Voto e na Nota Técnica nº 63/2022-SRG/SGT/SRM/ANEEL.

Brasília, 21 de junho de 2022.

(assinatura digital)

EFRAIN PEREIRA DA CRUZ

Diretor

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 3.051, DE 21 DE JUNHO DE 2022.

Estabelece as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 do PRORET, com vigência a partir de junho de 2022.

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA –ANEEL, conforme a Portaria nº 139, de 18 de maio de 2022 no uso de suas de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, no Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015, o que consta do Processo nº 48500.000441/2022-11, resolve:

Art. 1º A partir de 1º de julho de 2022, as faixas de acionamento das Bandeiras Tarifárias, de que trata o Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, serão as definidas no Ábaco de Acionamento das Bandeiras Tarifárias, constante no ANEXO 1 desta Resolução.

Art. 2º A partir de 1º de julho de 2022, os valores a serem adicionados à tarifa de aplicação de energia, TE, serão de 29,89 R\$/MWh, quando da vigência da bandeira tarifária amarela, 65,00 R\$/MWh, quando da vigência do patamar 1 da bandeira tarifária vermelha e de 97,95 R\$/MWh, quando da vigência do patamar 2 da bandeira tarifária vermelha.

Art. 3º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES



ANEXO I – Ábaco de Acionamento das Bandeiras Tarifárias

GSF Band	Verde		Amarela		Vermelha 1		Vermelha 2	
	PLD		PLD		PLD		PLD	
0,99	55,70	646,58						
0,98	55,70	646,58						
0,97	55,70	646,58						
0,96	55,70	646,58						
0,95	55,70	638,56	638,57	646,58				
0,94	55,70	532,13	532,14	646,58				
0,93	55,70	456,11	456,12	646,58				
0,92	55,70	399,10	399,11	646,58				
0,91	55,70	354,76	354,77	646,58				
0,90	55,70	319,28	319,29	646,58				
0,89	55,70	290,25	290,26	627,81	627,82	646,58		
0,88	55,70	266,07	266,08	575,49	575,50	646,58		
0,87	55,70	245,60	245,61	531,22	531,23	646,58		
0,86	55,70	228,06	228,07	493,28	493,29	646,58		
0,85	55,70	212,85	212,86	460,39	460,40	616,46	616,47	646,58
0,84	55,70	199,55	199,56	431,62	431,63	577,93	577,94	646,58
0,83	55,70	187,81	187,82	406,23	406,24	543,93	543,94	646,58
0,82	55,70	177,38	177,39	383,66	383,67	513,71	513,72	646,58
0,81	55,70	168,04	168,05	363,47	363,48	486,68	486,69	646,58
0,80	55,70	159,64	159,65	345,30	345,31	462,34	462,35	646,58
0,79	55,70	152,04	152,05	328,85	328,86	440,33	440,34	646,58
0,78	55,70	145,13	145,14	313,91	313,92	420,31	420,32	646,58
0,77	55,70	138,82	138,83	300,26	300,27	402,04	402,05	646,58
0,76	55,70	133,03	133,04	287,75	287,76	385,29	385,30	646,58
0,75	55,70	127,71	127,72	276,24	276,25	369,87	369,88	646,58
0,74	55,70	122,80	122,81	265,61	265,62	355,65	355,66	646,58
0,73	55,70	118,25	118,26	255,77	255,78	342,48	342,49	646,58
0,72	55,70	114,03	114,04	246,64	246,65	330,25	330,26	646,58
0,71	55,70	110,10	110,11	238,13	238,14	318,86	318,87	646,58
0,70	55,70	106,43	106,44	230,20	230,21	308,23	308,24	646,58
0,69	55,70	102,99	103,00	222,77	222,78	298,29	298,30	646,58
0,68	55,70	99,77	99,78	215,81	215,82	288,96	288,97	646,58
0,67	55,70	96,75	96,76	209,27	209,28	280,21	280,22	646,58
0,66	55,70	93,91	93,92	203,12	203,13	271,97	271,98	646,58
0,65	55,70	91,22	91,23	197,31	197,32	264,20	264,21	646,58
0,64	55,70	88,69	88,70	191,83	191,84	256,86	256,87	646,58
0,63	55,70	86,29	86,30	186,65	186,66	249,92	249,93	646,58
0,62	55,70	84,02	84,03	181,73	181,74	243,34	243,35	646,58
0,61	55,70	81,87	81,88	177,07	177,08	237,10	237,11	646,58
0,60	55,70	79,82	79,83	172,65	172,66	231,17	231,18	646,58





AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA DE 21 DE JUNHO DE 2022

A DIRETORA-GERAL SUBSTITUTA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, com base no art. 16, IV, do Regimento Interno da ANEEL, resolve:

Nº 3.051. **Processo** nº 48500.000441/2022-11. **Interessados:** Concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, usuários e agentes do Setor. **Objeto:** Estabelece as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, com vigência a partir de julho de 2022. A íntegra desta Resolução, e de seus anexos, está juntada aos autos e disponível no endereço eletrônico biblioteca.aneel.gov.br.

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES

EXTRATO DA DECISÃO DA DIRETORIA

Apreciado pela Diretoria da ANEEL na 22ª Reunião Pública Ordinária, no dia 21 de Junho de 2022.

Processo: 48500.000441/2022- 11 **Assunto:** Resultado da Consulta Pública nº 12/2022, instituída com vistas a obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023. **Área Responsável:** Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG

Diretor(a)-Relator(a): Efrain Pereira da Cruz

Decisão: A Diretoria, por unanimidade, decidiu encerrar a Consulta Pública nº 12/2022, atualizando as faixas de acionamentos e os valores para o mecanismo das Bandeiras Tarifárias, nos termos da exposição feita no voto do Diretor-Relator e na Nota Técnica nº 63/2022-SRG/SGT/SRM/ANEEL.

Houve apresentação técnica por parte do servidor Bruno Goulart de Freitas Machado, da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG.

O Diretor Efrain Pereira da Cruz estava ausente no momento da deliberação deste processo, tendo deixado o seu voto por escrito, nos termos do artigo 23, § 3º, da Norma de Organização nº 18 (Resolução Normativa nº 698/2015), que foi lido pelo Diretor Giacomo Francisco Bassi Almeida.

Ordem de Julgamento: 19

Ato(s) Administrativo(s): Resolução Homologatória nº 3.051/2022

Publicado no D.O de 29/06/2022, seção 1, p. 119, n. 121

Participaram da reunião a Diretora- Geral Substituta, Camila Figueiredo Bomfim Lopes, que presidiu os trabalhos, os Diretores Efrain Pereira da Cruz, Hélyvio Neves Guerra, Giacomo Francisco Bassi Almeida e Ricardo Lavorato Tili, o Procurador- Geral, Luiz Eduardo Diniz Araujo, e o Secretário- Geral Adjunto, Daniel Cardoso Danna.

Brasília, 29 de junho de 2022.

SECRETÁRIO-GERAL ADJUNTO

O Extrato é um documento que não possui caráter de ato decisório e destina-se tão-somente a individualizar, por processo, o teor da decisão da Diretoria da ANEEL conforme proclamada em Reunião (arts. 23 e 30 da NO nº 18 – Resolução Normativa nº 698/2015)

NI IP- 48512 004928/2022-00

Documento assinado digitalmente por **Daniel Cardoso Danna, Secretário(a) - Geral Adjunto(a)**, em 30/06/2022 às 17:24

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 949328E20069C5DC





Deputado Federal WELITON PRADO
Presidente da Comissão Especial de Combate ao Câncer
Deputado Estadual ELISMAR PRADO
Vice-líder na Assembleia

Excelentíssima Diretora Geral da Agência Nacional de Energia Elétrica

Dra. Camila Figueiredo Bomfim Lopes

PEDIDO DE RECONSIDERAÇÃO

Autos nº 48500.000441/2022-11

Weliton Fernandes Prado, Deputado Federal, e **Elismar Fernandes Prado**, Deputado Estadual, com endereço respectivamente na Câmara dos Deputados, Gab. 250, Anexo IV, e na Assembleia Legislativa de Minas Gerais, Edifício Tiradentes, R. Rodrigues Caldas, nº 79, 3º andar, Bairro Santo Agostinho, vêm apresentar, com esquite no art. 50 da Resolução Normativa nº 273/2007, **pedido de reconsideração** da decisão nos autos em epígrafe, conforme razões que seguem, antes registrando os requisitos formais para conhecimento do pedido.

Dep. Weliton Prado -Gabinete Brasília:
Praça dos Três Poderes, Câmara dos Deputados,
Gab. 250, Anexo IV, 70160-900, Brasília/DF.
Fone: (61) 3215 5250 ou (31) 9978 90902 (zap)

Dep. Elismar Prado – Gabinete Belo Horizonte:
R. Rodrigues Caldas, 79, 3º andar, B. Santo Agostinho, 30190-921,
Belo Horizonte/MG. Assembleia Legislativa
Fone: (31) 2108-5464 ou (31) 9978 90902 (zap)



Deputado Federal WELITON PRADO

Presidente da Comissão Especial de Combate ao Câncer

Deputado Estadual ELISMAR PRADO

Vice-líder na Assembleia

Legitimidade e interesse

Os requerentes exercem os cargos de Deputado Federal por Minas Gerais e Deputado Estadual pelo mesmo Estado.

A função pública que exercem, nos termos da Constituição da República e do Estado de Minas Gerais, perpassa a fiscalização dos atos da Administração Pública, inclusive a indireta (art. 49, X, da CRFB e art. 62, XXXI, da CEMG).

Nessa linha, o art. 8º, II, III e IV, da Res. Norm. 273/2007 revelam o interesse e legitimidade, já que *“têm direitos ou interesses que possam ser afetados pela decisão a ser adotada”*, cuidam-se de interesses individuais homogêneos e também difusos, que superam a coletividade dos usuários/consumidores, pois envolvem, inclusive, órgãos e entidades públicos, isto é, há impacto sobre os orçamentos públicos diversos.

Ademais, *“Salvo disposição em contrário, o direito ao recurso não é condicionado à prévia participação do recorrente no procedimento do qual tenha resultado o ato”* (parágrafo único, art. 44, Res. Norm. 273/2007).

Noutro giro, observa-se que o art. 5º da Res. Norm. 273/2007 determina a aplicação da Lei nº 9.784/99, sendo, assim, facultativa a representação por advogado (art. 3º, IV).

Tempestividade

Verificadas a legitimidade e interesse dos requerentes, registra-se a tempestividade da manifestação com base no *caput* do art. 48 e parágrafo único do art. 50 da Res. Norm. 273/2007, uma vez que publicada no DOU em 29/06/2021 a Resolução Homologatória nº 3.051/2022, e protocolizado o pedido na presente data, cumprido o prazo de 10 dias, já que prorrogada a data final (09/07/2021, sábado) para o dia útil seguinte.

**Deputado Federal WELITON PRADO**

Presidente da Comissão Especial de Combate ao Câncer

Deputado Estadual ELISMAR PRADO

Vice-líder na Assembleia

Relato dos autos

Trata-se de “Resultado da Consulta Pública nº 12/2022, instituída com vistas a obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023”.

Após prazo inicial de consulta pública e respectivas análises técnicas, foram os autos a julgamento. Oportunidade em que houve voto para estabelecer as faixas de acionamento nos valores que registra.

Esse mesmo voto registrou que “Com base no exposto e no que consta do Processo nº 48500.000441/2022-11, voto por encerrar a Consulta Pública nº 12/2022, atualizando as faixas de acionamentos e os valores para o mecanismo das Bandeiras Tarifárias, nos termos da exposição feita neste Voto e na Nota Técnica nº 63/2022-SRG/SGT/SRM/ANEEL”.

Não obstante os fundamentos utilizados, há questões levantadas anteriormente e que foram desconsideradas, bem como fatos que não constam dos autos.

Mérito

Procedimento que não leva em conta aspectos de equilíbrio para o consumidor na conformação de preços

Os ora recorrentes, participando da Consulta Pública nº 12/2022, registraram, em síntese, que o serviço público de energia elétrica é essencial, é destinado a satisfazer as necessidades essenciais da coletividade. Consequentemente, sujeita-se aos princípios da generalidade, modicidade, eficiência e continuidade da prestação. E continua a manifestação destacando a extrema preocupação com as previsões anunciadas em 12/04

**Deputado Federal WELITON PRADO**

Presidente da Comissão Especial de Combate ao Câncer

Deputado Estadual ELISMAR PRADO

Vice-líder na Assembleia

durante apresentação técnica em sessão dessa agência e constantes da Nota Técnica nº 045/2022-SRG-SGT-SEM/ANEEL, de 56,2% e 57,1% para bandeiras amarela e vermelha-1.

Já naquela oportunidade foi destacado que a análise técnica não fez considerações de modicidade, capacidade de pagamento do consumidor, apropriação pelo consumidor de ganhos de eficiência ou, até mesmo, redução da margem de lucro das empresas envolvidas, ao final, requerendo a manutenção dos valores já previstos, acaso não fossem reduzidos.

Quando da análise das citadas contribuições, confirmou-se que tais requisitos legais não foram considerados para a definição de preços das bandeiras, documento 48550.000562/2022-00 parágrafo 33 (Nota Técnica nº 63/2022-SRG-SRM-SGT/ANEEL):

As preocupações levantadas pelos parlamentares sobre capacidade de pagamento do consumidor, impactos da pandemia sobre a cadeia de consumo, conjuntura inflacionária, índices de reajuste do salário-mínimo, são fatos relevantes, mas **cuja eventual acomodação sobre a estrutura da tarifa de eletricidade deve ser endereçada por meio de políticas públicas.** A competência para desenhar e aplicar políticas públicas é do Congresso Nacional e/ou do Poder Executivo central. À ANEEL cabe implementar as políticas públicas e diretrizes do governo federal, conforme previsto no art. 3º da Lei n. 9.427/1996. Ao desempenhar os cálculos relacionados à tarifa de energia elétrica, **a Agência observa os ditames legais e infralegais** concernentes, cujas naturezas vinculam a atuação do regulador e, por conseguinte, os resultados publicados. (g.)

Assim, piorando o que já era ruim para o consumidor, a referida Nota Técnica nº 63 sugeriu aumentos superiores aos previstos na Nota Técnica nº 45, desaguardando na decisão ora em tela, em que decididos aumentos em todas as faixas das bandeiras, inclusive a verde e a vermelha-2.



Deputado Federal WELITON PRADO

Presidente da Comissão Especial de Combate ao Câncer

Deputado Estadual ELISMAR PRADO

Vice-líder na Assembleia

Todavia, sendo as bandeiras parte integrante, e variável, das tarifas de energia elétrica, não estão à margem das determinações legais.

A Lei nº 10.848/2004 traz como diretriz para a relação entre as empresas distribuidoras de energia elétrica e os consumidores “o equilíbrio adequado entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços” (inciso X, art. 1º) (g.).

Na mesma linha, a Lei nº 9.427/2003 determina que “O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende” a “apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade” (caput do art. 14 e inciso IV) (g.).

E não são os ora requerentes que sozinhos afirmam que as bandeiras fazem parte das tarifas de energia, é a própria Nota Técnica nº 63/2022-SRG-SRM-SGT/ANEEL em seus parágrafos 31 e 32:

Em face da característica altamente renovável da matriz de energia elétrica do Brasil, liderada por hidrelétricas e com relevante participação de fontes eólicas e solares, **os custos de produção variam com as estações do ano**. Em períodos de estiagem, há diminuição da oferta hidrelétrica, o que requer complementação de geração movida por combustíveis fósseis (usinas termelétricas), com a **consequente elevação de custos**.

As **Bandeiras Tarifárias são capazes de informar os consumidores sobre essa dinâmica**, provendo-os tempestivamente sobre as informações relacionadas aos custos incorridos na operação do sistema. Trata-se de importante instrumento de transparência, incentivando o uso racional da eletricidade. Além disso, **ao procurar equalizar os custos com uma arrecadação de grandeza compatível, há diminuição do repasse tarifário ao fim de cada ciclo anual**. Vale lembrar que esse repasse é remunerado pela taxa Selic. Portanto, **as Bandeiras também diminuem o valor financeiro repassado aos consumidores** ao fim de cada ciclo, ao não incidirem juros sobre a sua cobrança. (g.)



Deputado Federal WELITON PRADO

Presidente da Comissão Especial de Combate ao Câncer

Deputado Estadual ELISMAR PRADO

Vice-líder na Assembleia

Assim, como explicar a não observância da lei que determina sempre se levar em conta a modicidade, a apropriação de ganhos de eficiência pelos consumidores, a capacidade de pagamento dos consumidores? Ademais, nem mesmo se cogitou na redução das margens de lucros das empresas.

Dessa maneira, a suposta tecnicidade das referidas “notas” constantes nos autos revela possível cooptação da Agência, ou de partes dela, pelo setor econômico interessado, *data venia*.

Portanto, indispensável que a definição de bandeiras considere as balizas legais para a formação de seus preços, pois são tarifas aplicadas aos consumidores.

Efetiva redução dos preços internacionais do petróleo em junho de 2022

Além dos requisitos legais olvidados, não se observou nos autos qualquer consideração sobre a acentuada queda do preço internacional do petróleo em junho e início deste mês de julho, passando de cerca de 120 para cerca de 100 dólares americanos.

Reportagem da CNN Brasil registra a acentuada queda e revela tendência da redução dos preços dos derivados de petróleo no país (<https://www.cnnbrasil.com.br/business/se-petroleo-seguir-em-queda-petrobras-podera-reduzir-precos-em-breve-preve-ubs/>).

Por exemplo, em 06/07/2022, chegou-se a um preço de US\$ 100,7, todavia, a Nota Técnica nº 63/2022 é de 20/06/2022 e não deixa claro se, ao considerar os elementos integrantes do CVU, tendo o combustível como principal neste ano, analisou a tendência de queda dos preços internacionais do petróleo.

**Deputado Federal WELITON PRADO**

Presidente da Comissão Especial de Combate ao Câncer

Deputado Estadual ELISMAR PRADO

Vice-líder na Assembleia

Logo, a data para fixação de parâmetros de preços, (janeiro, maio ou 20/06 de 2022), gera grande diferença em função da queda observada em junho de 2022 e cuja tendência continua, justificando revisão, para baixo, dos preços das bandeiras.

Destarte, além da observância da lei, há que se levar em conta os fatos ocorridos para que os preços das bandeiras não levem a uma arrecadação superior à necessária para cobrir os custos decorrentes de situações de geração adversas, efetivamente tirando dinheiro do bolso dos cidadãos.

Pedidos

Por tudo o quanto exposto, requeremos o conhecimento e provimento deste pedido de reconsideração, reduzindo o absurdo aumento imposto pela Res. nº 3.051/2022, caso antes não se decida por reinstituir os valores praticados até junho de 2022.

Brasília, 08 de julho de 2022.

WELITON PRADO**DEPUTADO FEDERAL – PROS/MG****Presidente da Comissão Especial de****Combate ao Câncer****Comissão de Defesa do Consumidor****ELISMAR PRADO****DEPUTADO ESTADUAL – PROS/MG****Vice-líder na ALMG/CPI da CEMIG****Comissão de Defesa do Consumidor****Comissão de Assuntos Municipais**

Dep. Weliton Prado -Gabinete Brasília:

Praça dos Três Poderes, Câmara dos Deputados,
Gab. 250, Anexo IV, 70160-900, Brasília/DF.
Fone: (61) 3215 5250 ou (31) 9978 90902 (zap)

Dep. Elismar Prado – Gabinete Belo Horizonte:

R. Rodrigues Caldas, 79, 3º andar, B. Santo Agostinho, 30190-921,
Belo Horizonte/MG. Assembleia Legislativa
Fone: (31) 2108-5464 ou (31) 9978 90902 (zap)

REQUERIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO DE PROCESSO

Ao Secretário-Geral:

DESPACHO: Solicito a distribuição do seguinte processo na Sessão de Sorteio Público Ordinário do dia 18/07/2022.

PROCESSO: 48500.000441/2022-11

RESPONSÁVEL: DIR

PARTE INTERESSADA: Agência Nacional de Energia Elétrica

ASSUNTO: Pedido de Reconsideração interposto pelo Deputado Federal Weliton Fernandes Prado e pelo Deputado Estadual Elismar Fernandes Prado, da Assembleia Legislativa de Minas Gerais, em face da Resolução Homologatória nº 3.051/2022, que estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 do PRORET, com vigência a partir de junho de 2022.

OBSERVAÇÃO: O Diretor Efrain Pereira da Cruz não participará do sorteio conforme estabelece o art. 50 da Norma de Organização ANEEL nº 1.

Brasília, 12 de Julho de 2022

Secretaria Geral

NUP: 48512.005310/2022-91



DESPACHO DE SORTEIO

Processo nº: 48500.000441/2022-11

Para Diretoria

Ao(À) Sr.(a) Giácomo Francisco Bassi Almeida, Diretor(a)- Relator(a) sorteado(a) na Sessão de Sorteio Público Ordinário nº 28/2022, realizada em 18/07/2022, para análise de:

Pedido de Reconsideração interposto pelo Deputado Federal Weliton Fernandes Prado e pelo Deputado Estadual Elismar Fernandes Prado, da Assembleia Legislativa de Minas Gerais, em face da Resolução Homologatória nº 3.051/2022, que estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, com vigência a partir de junho de 2022.

Observação: O Diretor Efrain Pereira da Cruz não participará do sorteio do item 5, conforme estabelece o art. 50 da Norma de Organização ANEEL nº 1.

Brasília, 18 de Julho de 2022

SECRETARIA GERAL

NUP:



REQUERIMENTO DE INCLUSÃO EM PAUTA

Ao Secretário-Geral :

DESPACHO: Solicito a inscrição do(s) seguinte(s) processo(s) na pauta da 23ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria do dia 28/06/2022

PROCESSO: 48500.000441/2022-11

RELATOR(A): Efrain Pereira da Cruz

RESPONSÁVEL: SRG

PARTE INTERESSADA: Agência Nacional de Energia Elétrica

ASSUNTO: Resultado da Consulta Pública nº 12/2022, instituída com vistas a obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023

Brasília, 28 de Junho de 2022

EFRAIN PEREIRA DA CRUZ

NUP:



EXTRATO DA DECISÃO DA DIRETORIA

Apreciado pela Diretoria da ANEEL na 23ª Reunião Pública Ordinária, no dia 28 de Junho de 2022.

Processo: 48500.000441/2022- 11 **Assunto:** Resultado da Consulta Pública nº 12/2022, instituída com vistas a obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de revisão dos adicionais e das faixas de acionamento para as Bandeiras Tarifárias 2022/2023 **Área Responsável:** Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG

Diretor(a)-Relator(a): Efrain Pereira da Cruz

Decisão: O processo foi retirado de pauta.

Ordem de Julgamento: 4

Participaram da reunião a Diretora- Geral Substituta, Camila Figueiredo Bomfim Lopes, que presidiu os trabalhos, os Diretores Efrain Pereira da Cruz, Hélvio Neves Guerra, Giácomo Francisco Bassi Almeida e Ricardo Lavorato Tili, o Procurador-Geral, Luiz Eduardo Diniz Araujo, e o Secretário-Geral Adjunto, Daniel Cardoso Danna.

Brasília, 29 de junho de 2022.

SECRETÁRIO-GERAL ADJUNTO

O Extrato é um documento que não possui caráter de ato decisório e destina-se tão-somente a individualizar, por processo, o teor da decisão da Diretoria da ANEEL conforme proclamada em Reunião (arts. 23 e 30 da NO nº 18 – Resolução Normativa nº 698/2015)

NUP: 48512.004930/2022-00

REQUERIMENTO DE INCLUSÃO EM PAUTA

Ao Secretário-Geral :

DESPACHO: Solicito a inscrição do(s) seguinte(s) processo(s) na pauta da 31ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria do dia 23/08/2022

PROCESSO: 48500.000441/2022-11

RELATOR(A): Giácomo Francisco Bassi Almeida

RESPONSÁVEL: DIR

PARTE INTERESSADA: Agência Nacional de Energia Elétrica

ASSUNTO: Pedido de Reconsideração interposto pelo Deputado Federal Weliton Fernandes Prado e pelo Deputado Estadual Elismar Fernandes Prado, da Assembleia Legislativa de Minas Gerais, em face da Resolução Homologatória nº 3.051/2022, que estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, com vigência a partir de junho de 2022.

Brasília, 23 de Agosto de 2022

GIÁCOMO FRANCISCO BASSI ALMEIDA

NUP:



VOTO

PROCESSOS: 48500.000441/2022-11.

INTERESSADO: Deputado Federal Welinton Fernandes Prado e Deputado Estadual Elismar Fernandes Prado.

RELATOR: Diretor Giácomo Francisco Bassi Almeida.

RESPONSÁVEL: Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM e Superintendência de Gestão Tarifária – SGT.

ASSUNTO: Pedido de Reconsideração interposto pelo Deputado Federal Weliton Fernandes Prado e pelo Deputado Estadual Elismar Fernandes Prado, da Assembleia Legislativa de Minas Gerais, em face da Resolução Homologatória nº 3.051/2022, que estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, com vigência a partir de junho de 2022.

I. RELATÓRIO

1. A sistemática das Bandeiras Tarifárias é regulamentada no Submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), cuja primeira versão foi homologada pela Resolução Normativa nº 649¹, de 27 de fevereiro de 2015. A Resolução Normativa nº 1.003², de 1º de fevereiro de 2022, aprovou a versão 1.9c, atualmente vigente, do Submódulo 6.8.
2. Em 28 de junho de 2021, por meio da Medida Provisória – MP nº 1.055³, a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (Creg) foi criada como forma de atuar no enfrentamento da crise hidroenergética, iniciada em meados do ano de 2021.
3. A Resolução Homologatória (REH) nº 2.888⁴, de 29 de junho de 2021, estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das Bandeiras Tarifárias para o ciclo 2021/2022, com aplicação a partir de 1º julho de 2021.

¹ Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015649.html>.

² Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221003.html>.

³ Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/mpv/mpv1055.htm.

⁴ Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20212888ti.pdf>.



4. Em 31 de agosto de 2021, a Creg emitiu a Resolução nº 3/2021⁵, determinando à ANEEL a implementação de patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, no valor de R\$142,00/MWh. Segundo o dispositivo, a Bandeira Escassez Hídrica deveria vigorar entre setembro de 2021 e abril de 2022, não atingindo aos consumidores inscritos na Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE). Para esse último agrupamento, aplicou-se o disposto na REH nº 2.888, de 2021.
5. Em 11 de abril de 2022, por intermédio da Nota Técnica nº 45/2022-SRG-SGT-SRM/ANEEL⁶, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG), a Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) e a Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado (SRM), consolidaram a proposta inicial de atualização das faixas de acionamento e dos valores aplicáveis a cada patamar das Bandeiras Tarifárias para o ciclo 2022/2023. O documento foi submetido à Consulta Pública (CP) nº 12/2022, realizada no período entre 14 de abril e 4 de maio de 2022.
6. Por meio da Nota Técnica nº 63/2022-SRG-SGT-SRM/ANEEL⁷, de 20 de junho de 2022, as áreas técnicas apresentaram a análise das contribuições da Consulta Pública nº 12/2022 e a proposta final de atualização das faixas de acionamento e dos valores das Bandeiras Tarifárias, para o ciclo 2022/2023.
7. Na 22ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 21 de junho de 2022, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu por estabelecer as faixas de acionamento e os valores das Bandeiras Tarifárias, com aplicação a partir de 1º de julho de 2022, conforme o disposto na Resolução Homologatória⁸ nº 3.051, de 21 de junho de 2022.
8. Em 8 de julho de 2022, o deputado federal Welinton Fernandes Prado e o deputado estadual Elismar Fernandes Prado protocolizaram pedido de reconsideração face à REH nº 3.051, de 2022, para que os valores das bandeiras constantes da Resolução Homologatória sejam reduzidos ou que os valores praticados até junho de 2022 sejam reinstituídos.
9. Na Sessão de Sorteio Público Ordinário nº 28/2022, realizada em 18 de julho de 2022, o processo foi sorteado para minha relatoria.
10. É o relatório.

⁵ Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg/resolucoes-da-creg/resolucao-no-3-de-31-de-agosto-de-2021-resolucao-no-3-de-31-de-agosto-de-2021-dou-imprensa-nacional.pdf/view>.

⁶ Documento Sicnet nº 48550.000318/2022-00.

⁷ Documento Sicnet nº 48550.000562/2022-00.

⁸ Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223051ti.pdf>.



II. FUNDAMENTAÇÃO

11. Trata-se de apreciação do pedido de reconsideração interposto pelo Deputado Federal Weliton Fernandes Prado e pelo Deputado Estadual Elismar Fernandes Prado, em face da Resolução Homologatória nº 3.051, de 2022, que estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, com vigência a partir de junho de 2022.

II.1 Admissibilidade

12. A Resolução Homologatória nº 3.051, de 21 de junho de 2022, foi publicada no Diário Oficial em 29 de junho de 2022 (quinta-feira). O prazo recursal teve início em 30 de junho de 2022 (sexta-feira) e término no dia 11 de julho de 2022 (segunda-feira), próximo dia útil ao prazo regulamentar de 10 (dez) dias. O pedido de reconsideração foi protocolado no dia 8 de julho de 2022 e, portanto, é tempestivo.

13. Uma vez que preenchidos todos os requisitos de admissibilidade (tempestividade, cabimento, legitimidade recursal, dentre outros), o pedido de reconsideração deve ser conhecido.

II.2 Mérito

14. O Pedido de Reconsideração interposto pelos parlamentares em face da REH nº 3.051, de 2022, solicita redução dos adicionais dos valores das bandeiras tarifárias definidos na respectiva REH, ou a revogação dessa Resolução a fim de reinstituir os valores praticados até junho de 2022, por meio da REH nº 2.888, de 2021.

15. Em seu pleito, os deputados argumentam fundamentalmente dois aspectos:

- i. **Equilíbrio para o consumidor** – alegam que o procedimento não levou em conta aspectos de equilíbrio para o consumidor na conformação de preços. Afirmam que a análise técnica da ANEEL não considerou a modicidade tarifária, a capacidade de pagamento do consumidor, a apropriação pelo consumidor de ganhos de eficiência ou a redução da margem de lucro das distribuidoras, o que estaria previsto em lei,



conforme dispõem o inciso X, art. 1º, da Lei nº 10.848/2004⁹ e o caput do art. 14, e inciso IV da Lei nº 9.427/1996¹⁰;

- ii. **Redução do preço do petróleo** – argumentam que a acentuada queda dos preços internacionais do petróleo em junho e início de julho de 2022 não foi levada em consideração na análise da ANEEL para definição dos valores das bandeiras e que tal redução, cuja tendência permanece de queda, justificaria revisão dos valores para baixo.

16. Inicialmente, recorde que a Consulta Pública nº 12/2022 propiciou a discussão do processo de revisão dos adicionais e das faixas de acionamento das Bandeiras Tarifárias para o ciclo 2022/2023. Inclusive, no âmbito dessa CP, as áreas técnicas rebateram os argumentos apresentados pelos parlamentares acerca do aspecto de **equilíbrio do consumidor**.

17. Quanto a esse ponto, concordo com o posicionamento firmado pelas áreas técnicas, de que as preocupações levantadas pelos parlamentares sobre equilíbrio do consumidor, relacionado à sua capacidade de pagamento, são fatos relevantes, mas cuja eventual acomodação sobre a estrutura da tarifa de eletricidade deve ser endereçada por meio de políticas públicas, em que a competência para desenhar tais políticas e aplicá-las é do Congresso Nacional e/ou do Poder Executivo central. À ANEEL cabe implementar as políticas públicas e diretrizes do governo federal, conforme previsto no art. 3º da Lei nº 9.427/1996¹¹. Ao desempenhar os cálculos relacionados à tarifa de energia elétrica, a Agência observa os ditames legais e infralegais concernentes, cujas naturezas vinculam a atuação do regulador e, por conseguinte, os resultados publicados.

⁹ Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

I - condições gerais e processos de contratação regulada;

¹⁰ Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende: [...]

IV - apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade;

¹¹ Art. 3 Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL: (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004) (Vide Decreto nº 6.802, de 2009).

I - implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos, expedindo os atos regulamentares necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;

18. Ademais, entendo oportuno ressaltar alguns conceitos e definições importantes relacionados às Bandeiras Tarifárias. Conforme estabelece o PRORET, as Bandeiras Tarifárias têm como finalidade (i) sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica, por meio da cobrança de valor adicional à Tarifa de Energia (TE) e (ii) equalizar parcela de custos variáveis relativa à aquisição de energia elétrica, cuja flutuação é governada por variáveis operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN).

19. Os valores dos adicionais das Bandeiras têm o objetivo de antecipar os custos de geração de energia que já seriam incluídos nos processos tarifários subsequentes e representam um sinal de preço ao consumidor, uma vez que refletem os custos da geração no momento do consumo. Com essa sinalização, o consumidor tem um papel mais ativo e consciente no processo, em que pode tentar reduzir o seu consumo nos cenários em que as condições de geração de eletricidade estão menos favoráveis (bandeira amarela) ou críticas (bandeira vermelha).

20. Dessa forma, o sistema de Bandeiras Tarifárias, implantado em 2015, é uma forma diferente de apresentar um custo que já estava na conta de energia, mas que geralmente passava despercebido. Não existe, portanto, um novo custo, mas um sinal de preço que sinaliza para o consumidor o custo real da geração no momento em que ele está consumindo a energia, dando a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar.

21. Além disso, esse custo é pago de imediato nas faturas de energia, o que desonera o consumidor do pagamento de juros da taxa Selic sobre o custo da energia nos processos tarifários de reajuste e revisão tarifária. Inclusive, quanto a esse benefício, a ANEEL estima que, desde que as bandeiras foram criadas, elas geraram uma economia de R\$ 4 bilhões aos consumidores de todo o país, porque evitam a incidência de juros sobre os custos de geração nos momentos menos favoráveis, o que demonstra a preocupação e ação da Agência em busca da modicidade tarifária, em contrapartida ao que os parlamentares afirmam em seu pleito.

22. Outro ponto que merece ser destacado é que o acionamento das Bandeiras Tarifárias é definido mensalmente pela ANEEL, considerando informações prestadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), bem como as estimativas de custos a serem cobertos pelas Bandeiras Tarifárias e a cobertura tarifária das distribuidoras.



23. Desse modo, o acionamento de cada bandeira e a consequente cobrança do valor adicional de cada patamar é definido mês a mês e dependerá da dinâmica climática e operativa que o setor elétrico de fato enfrentará, de forma que os valores das bandeiras tarifárias aprovadas pela REH 3.051, de 2022, não possuem impacto imediato para os consumidores, enquanto for mantido o acionamento da bandeira tarifária verde.

24. Desde 15 abril de 2022, em razão da melhora das condições hidrológicas, a bandeira tarifária está verde, sem cobrança adicional aos consumidores.

25. No que concerne à argumentação de que a **redução do preço do petróleo** em junho e início de julho de 2022 não foi levada em consideração nos cálculos dos valores das bandeiras tarifárias, reforço o que estabelece o Submódulo 6.8 do PRORET com relação à definição dos adicionais das bandeiras:

16. A ANEEL fixará em Resolução Homologatória específica, os valores das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha, por patamar, bem como as faixas de acionamento, para cada ano, a partir da previsão dos custos relativos à geração de energia por fonte termelétrica e exposições ao mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição. (grifos nossos)

26. Ou seja, os valores das bandeiras são definidos anualmente, com base nas previsões dos custos relativos à geração de energia por fonte termelétrica e exposições ao mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição. Trata-se, portanto, de previsões, que podem ou não se concretizar. Assim, os custos não cobertos pelos repasses da “Conta Bandeiras”¹² serão recuperados pelas concessionárias de distribuição no processo tarifário subsequente, assim como os ganhos não previstos serão repassados para os consumidores.

27. Dessa forma, os custos efetivamente realizados com a geração de energia por fonte termelétrica que forem impactados positivamente pela redução do preço do petróleo, assim como qualquer outra variável que não se comportou conforme os cenários previstos quando da homologação dos valores das bandeiras, serão repassados ao consumidor no processo de reajuste tarifário subsequente, conforme metodologia de apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores da Parcela A (CVA).



¹² Conta Bandeiras – Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, gerida pela CCEE.

28. Em face de todo o exposto, entendo que os argumentos apresentados com o fim de reduzir ou revogar os valores das bandeiras tarifárias definidos pela Resolução Homologatória nº 3.051, de 2021, não devem prosperar.

III. DIREITO

29. O encaminhamento proposto está fundamentado nos seguintes dispositivos legais e normativos: (i) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; (ii) Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; (iii) Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015; (iv) Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021; (v) Portaria Normativa MME nº 13, de 2 de junho de 2021; (vi) Portaria MME nº 523, de 9 de junho de 2021; (vii) Resolução Homologatória nº 3.051, de 21 de junho de 2021; (ix) Submódulos 4.4, 4.4A, 5.4, 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET).

IV. DISPOSITIVO

30. Diante do exposto e considerando o que consta no Processo nº 48500.000441/2022-11, voto por conhecer e, no mérito, negar provimento ao Pedido de Reconsideração interposto pelo Deputado Federal Weliton Fernandes Prado e pelo Deputado Estadual Elismar Fernandes Prado, da Assembleia Legislativa de Minas Gerais, em face da Resolução Homologatória nº 3.051/2022, que estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, com vigência a partir de junho de 2022.

Brasília, 23 de agosto de 2022.

(assinado digitalmente)
GIÁCOMO FRANCISCO BASSI ALMEIDA
Diretor Substituto

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

DESPACHO Nº 2.281, DE 23 DE AGOSTO DE 2022

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, tendo em vista a deliberação da Diretoria e o que consta no Processo nº 48500.000441/2022-11, decide por conhecer e, no mérito, negar provimento ao Pedido de Reconsideração interposto pelo Deputado Federal Weliton Fernandes Prado e pelo Deputado Estadual Elismar Fernandes Prado, da Assembleia Legislativa de Minas Gerais, em face da Resolução Homologatória nº 3.051, de 2022, que estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, com vigência a partir de junho de 2022.

SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO



EXTRATO DA DECISÃO DA DIRETORIA

Apreciado pela Diretoria da ANEEL na 31ª Reunião Pública Ordinária, no dia 23 de Agosto de 2022.

Processo: 48500.000441/2022- 11 **Assunto:** Pedido de Reconsideração interposto pelo Deputado Federal Weliton Fernandes Prado e pelo Deputado Estadual Elismar Fernandes Prado, da Assembleia Legislativa de Minas Gerais, em face da Resolução Homologatória nº 3.051/2022, que estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, com vigência a partir de junho de 2022. **Área Responsável:** Diretoria - DIR

Diretor(a)-Relator(a): Giácomo Francisco Bassi Almeida

Decisão: A Diretoria, por unanimidade, decidiu conhecer e, no mérito, negar provimento ao Pedido de Reconsideração interposto pelo Deputado Federal Weliton Fernandes Prado e pelo Deputado Estadual Elismar Fernandes Prado, da Assembleia Legislativa de Minas Gerais, em face da Resolução Homologatória nº 3.051/2022, que estabeleceu as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias, de que trata o submódulo 6.8 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, com vigência a partir de junho de 2022.

Ordem de Julgamento: 27

Ato(s) Administrativo(s): Despacho nº 2.281/2022

Publicado no D.O de 29/08/2022, seção 1, p. 10, n. 164

Participaram da reunião o Diretor- Geral, Sandoval de Araújo Feitosa Neto, que presidiu os trabalhos, os Diretores Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva, Giácomo Francisco Bassi Almeida, Hélyvio Neves Guerra e Ricardo Lavorato Tili, o Procurador- Geral, Luiz Eduardo Diniz Araujo e o Secretário- Geral Interino, Daniel Cardoso Danna.

Brasília, 29 de agosto de 2022.

SECRETÁRIO-GERAL INTERINO

O Extrato é um documento que não possui caráter de ato decisório e destina-se tão-somente a individualizar, por processo, o teor da decisão da Diretoria da ANEEL conforme proclamada em Reunião (arts. 23 e 30 da NO nº 18 – Resolução Normativa nº 698/2015)

NII IP- 48512 008496/2022-00

