

Nota Técnica nº 009/2023-SGM-STR/ANEEL

Em 17 de maio de 2023.

Processo: 48500.000565/2023-87.

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 2023/2024.

I - DO OBJETIVO

1. O objetivo desta Nota Técnica é o de apresentar 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 2023/2024.

II - DOS FATOS

1. Em 29 de junho de 2022, publicou-se a Resolução Homologatória (REH) nº 3.051, que fixou as faixas de acionamento e os adicionais das bandeiras tarifárias a partir de junho de 2022, em consonância com o exposto abaixo:

| Patamar | Verde | Amarela | Vermelha1 | Vermelha2 |
|-------------------------|-------|---------|-----------|-----------|
| Valor (R\$/MWh) 2022 | -- | 29,89 | 65,00 | 97,95 |

2. Em 6 de fevereiro de 2023, o Diretor Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva foi sorteado como Relator deste ciclo de atualização, diante de requerimento prévio feito pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração. A interação prévia com a Relatoria justificou-se pelo calendário exíguo para sua aplicação, cujo marco inicial idealmente deve ocorrer ao fim do período úmido do Sistema Interligado Nacional (SIN).

III - DA ANÁLISE

III.1 Atualização de dados e de parâmetros históricos

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

3. 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. 3.167, de 29 de dezembro de 2022 (Tabela 1);

Tabela 1 – Limites para o PLD

| | 2022 | 2023 | $\Delta\%$ |
|---------------|--------|--------|------------|
| PLDmin | 55,7 | 69,04 | 23,9 |
| PLDmax | 646,58 | 684,73 | 5,9 |

- 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 2022 de 5,79%;
- Mercados de energia (volumes energéticos médios anuais) para o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e 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 originalmente feita pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)¹, com algumas modificações em razão da dinâmica regulatória atrelada às usinas do Procedimento de Contratação Simplificada (PCS);
- Previsão de crescimento da carga de energia para 2023, em consonância com a Nota Técnica EPE-DEA-SEE-001/2023, 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 de planejamento energético Newave, divulgados no âmbito do Programa Mensal da Operação (PMO) de fevereiro de 2023; e
- Históricos do PLD, de produção hidrelétrica no âmbito do MRE e da energia de reserva, extraídos do Relatório de Informações ao Mercado, elaborados pela CCEE e disponíveis no sítio eletrônico daquela Câmara em www.ccee.org.br.

4. Importante mencionar que todos esses dados e parâmetros constam de rotina de cálculo consubstanciada na linguagem computacional *R*, denominada *Bandeiras_rev5.R*. Trata-se de código aberto, cuja divulgação é feita anexa a esta Nota Técnica. O processamento desse algoritmo central

¹ Planilha eletrônica *Estimativa CONER 2023.xlsx*, disponível em anexo a esta Nota Técnica.

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

5. 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 .

6. 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 2022 à sua composição histórica.

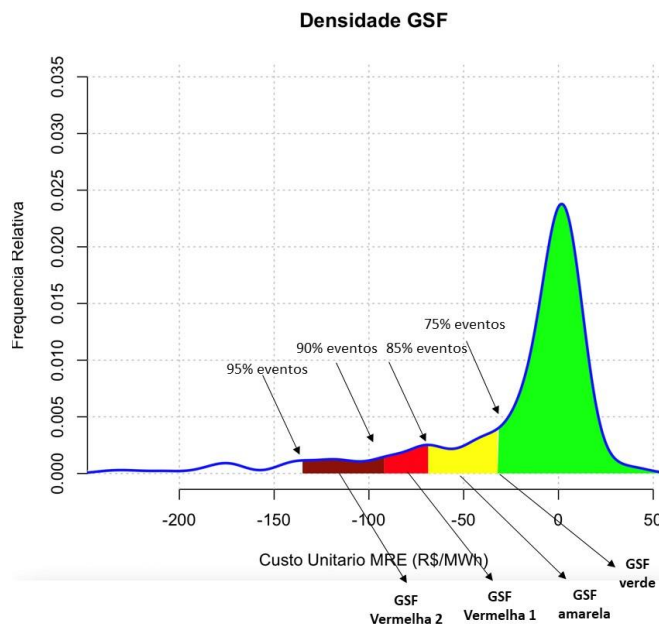


Figura 1 - Esquema metodológico vinculada à sistemática de acionamento ancorada no GSF.

Tabela 2 – Valores Unitários (custos) para o GSF

| Patamar | Verde | Amarela | Vermelha1 | Vermelha2 |
|-------------------------|--------|---------|-----------|-----------|
| Valor (R\$/MWh) 2022 | -31,93 | -69,06 | -92,47 | -136,46 |
| Valor (R\$/MWh) 2023 | -27,48 | -68,99 | -95,05 | -142,55 |

7. Note-se que a incorporação do regime hídrico favorável de 2022 (amostra histórica com 12 meses) promoveu alívio para as referências nominais que definem os limiares de risco fixados para as Bandeiras Tarifárias verde e amarela, em que pese atualizações em sentido contrário promovidas pela correção monetária e pelo ajuste de escala referente aos novos limites do PLD. Esse resultado também contribuiu para que as revisões sobre os valores dos patamares vermelhos (I e II) fossem também menores, inclusive inferiores ao índice inflacionário acumulado no mesmo período.

III.3 Valores para a rubrica GSF

8. 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 (REN) nº 1.009, de 22 de março de 2022. No algoritmo em tela, há uma subrotina específica para lidar com esse tópico (*premiosv5.R*), o que inclui a incorporação de dados afetos aos termos de repactuação e à atualização de seus parâmetros financeiros no tempo.

9. Destaca-se que para a composição dos custos finais no patamar verde, optou-se por não considerar a completude do portfólio de repactuação disponível. Isso porque inferência estatística voltada à análise histórica do GSF, segundo as respectivas faixas de acionamento, revelara que cerca de 75% dos episódios de Bandeira Verde apresentaram GSF próximos ou superiores a 0,95 (vide Figura 2). Diante disso, desconsideraram-se os volumes energéticos repactuados cujo fator f fosse igual ou superior a cinco, perfazendo assim um custo provavelmente não incorrido propriamente no patamar. Além disso, a soma de valores dos prêmios de repactuação foi adicionada como receita típica para cada patamar. Os resultados são exibidos na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores positivos (receitas) para o risco hidrológico

| Patamar | Verde | Amarela | Vermelha 1 | Vermelha 2 |
|-------------------------|-------|---------|---------------|---------------|
| Valor (R\$/MWh) 2023 | 11,15 | 4,22 | 4,77 | 4,88 |

10. O valor final para a rubrica risco hidrológico é a diferença entre os valores unitários de GSF em cada qual dos patamares das Bandeiras, a estimativa de receita de prêmios de repactuação de que trata a REN n. 1.009/2022, somado a parcelas do volume repactuado cujo ônus permanecera com os geradores segundo a sistemática do fator f de cada termo de repactuação. Além disso, tendo em vista que o patamar Verde confere o marco de referência para a cobertura tarifária por definição, as cifras finais

para os demais patamares ainda deve prever a subtração entre resultado líquido da operação anterior e a cifra computada para balizar a cobertura tarifária. O resultado dessa operação é exibido na Tabela 4.

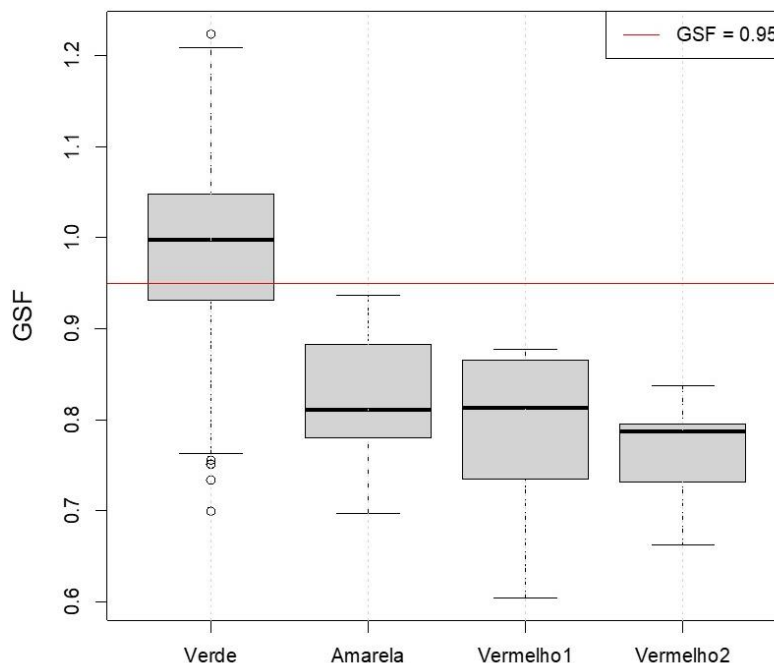


Figura 2 – Inferência estatística para o GSF segundo as faixas de acionamento

Tabela 4 – Valores finais (custos líquidos) para a rubrica risco hidrológico

| Patamar | Verde | Amarela | Vermelha1 | Vermelha2 |
|----------------------|--------|---------|-----------|-----------|
| Valor (R\$/MWh) 2022 | -29,57 | -16,02 | -46,29 | -79,99 |
| Valor (R\$/MWh) 2023 | -16,33 | -16,54 | -49,78 | -86,44 |

III.4 PLDs de referência para cada patamar

11. 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 financeiras em cujo esse parâmetro indubitavelmente exerce papel central à definição de suas estimativas.

12. Para tanto metodologia de regressão linear é aplicada, com os dados sendo previamente agregados em janela anual, onde também se observa a mesma gradação de risco fixada para a sistemática do acionamento (originalmente em granularidade mensal). Todavia, 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 I e 95% para a vermelha II. O detalhamento dessa métrica consta do algoritmo *Bandeiras_rev5.R*. Os resultados para esse ciclo constam da Figura 3 e da Tabela 5.

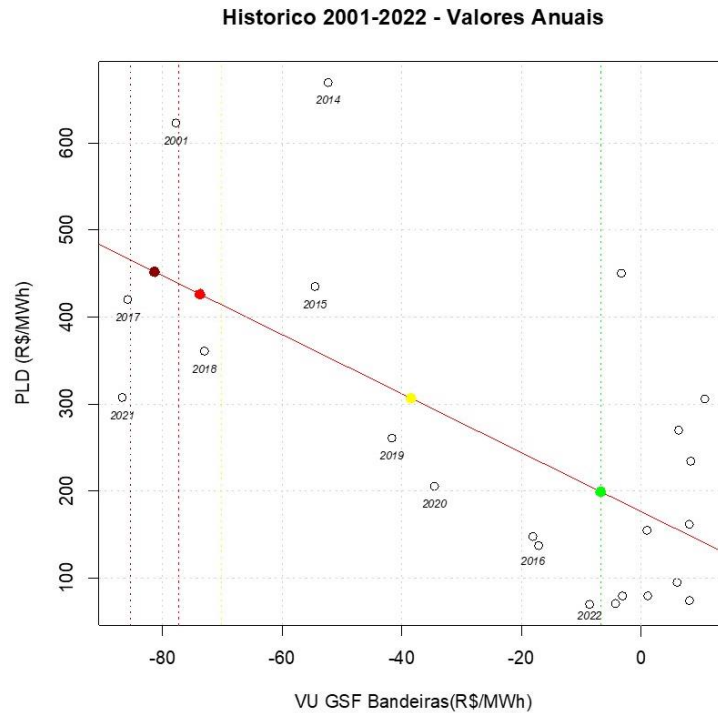


Figura 3 – Regressão para os PLDs

Tabela 5 – Valores para os PLDs de referência

| Patamar | Verde | Amarela | Vermelha1 | Vermelha2 |
|----------------------|--------|---------|-----------|-----------|
| Valor (R\$/MWh) 2022 | 195,04 | 298,82 | 412,09 | 434,11 |
| Valor (R\$/MWh) 2023 | 198,97 | 308,54 | 430,74 | 455,41 |

III.5 Custos de CCEAR_D

13. A estimativa de custos do CCEAR_D é feita a partir de simulação progressiva de um processo de despacho irrestrito² das usinas termelétricas (UTES) que compõem o SIN, com foco nos rebatimentos da parcela física vinculada aos contratos celebrados nessa modalidade em específico (contratos por disponibilidade). Trata-se de rotina muito simplificada, na medida em que adota referência única (igual) de PLD em todos os submercados, o que nem sempre acontece na prática (desconsidera a relevante vinculação entre as características do parque de cada submercado com a respectiva sinalização de preço marginal e, conseqüentemente, de custos). Também não leva em conta composições conjunturais de disponibilidades das plantas, mas sim os seus índices de *performance* histórica³ para fixar

² Sem qualquer interferência da malha de transmissão, tampouco de outros condicionantes de confiabilidade energética ou elétrica.

³ De que trata a Resolução Normativa nº 1.033, de 26 de julho de 2022.

a produção energética esperada em cada termelétrica. Na Figura 4, ilustra-se a confecção das curvas de oferta termelétrica segundo essas premissas, em cada qual dos quatro subsistemas do SIN. Essas curvas são posteriormente agregadas em relação unívoca para o SIN, diante da condição de aplicação das Bandeiras Tarifárias em escala nacional.

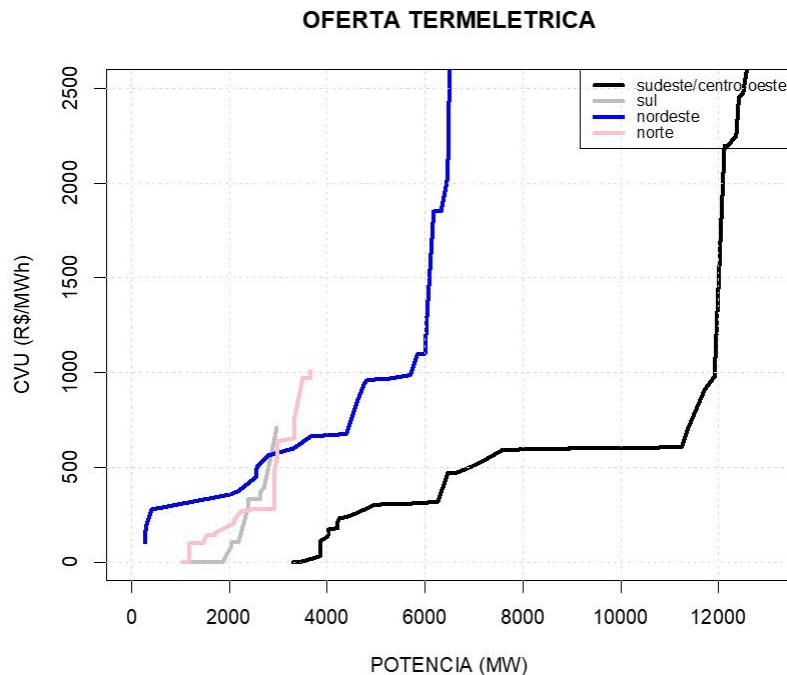


Figura 4 – Oferta termelétrica do CCEAR_D

14. 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 eletronenergética. Assim, não se vê diferença entre as UTEs do PCS das demais UTEs no âmbito do processo de despacho do ONS, no que diz respeito aos seus custos de natureza variável.

15. Vale mencionar que os impactos na dimensão de custos fixos das usinas do PCS (cobertura tarifária) serão abordados no Item Encargo de Energia de Reserva (EER). Os parâmetros dessas usinas podem ser consultados no arquivo *pcs.csv*, integrante do *Deck Bandeiras* utilizado pelo algoritmo *Bandeiras_rev5.R*. Frisa-se, ainda, que apenas as usinas hoje em operação foram consideradas na análise, implicando anulação de efeitos comerciais das usinas EDLUX X, EPP II, EPP IV, Rio de Janeiro I, RE TG 100 02 01 e Fenix do respectivo portfólio.

16. Para se caracterizarem os custos dessa rubrica em cada patamar das Bandeiras Tarifárias, aplicam-se os PLDs de referência à hierarquização da oferta termelétrica agregada no SIN, de modo a se capturar os custos variáveis dentro de cada intervalo. Maiores detalhes sobre as premissas adotadas no âmbito do dimensionamento da rubrica CCEAR_D podem ser consultados na sistemática computacional

Bandeiras_rev5.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.

Tabela 6 – Valores (custos) para o CCEAR_D

| Patamar | Verde | Amarela | Vermelha1 | Vermelha2 |
|----------------------|--------|---------|-----------|-----------|
| Valor (R\$/MWh) 2022 | 45,559 | 22,734 | 44,577 | 48,718 |
| Valor (R\$/MWh) 2023 | 39,90 | 16,84 | 31,95 | 35,87 |

17. Notam-se reduções para as referências em cada patamar, com diminuições que se aproximam de R\$13/MWh (patamares vermelhos). Apesar do índice inflacionário positivo, repercutiu sobre essas quedas a dinâmica de preços dos combustíveis em âmbito internacional, que estiveram sujeitos a choques de oferta em escala global em 2022, mas cuja conjuntura atual revela-se menos severa.

18. 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 2022 (Programa Mensal da Operação – PMO de janeiro de 2022), contrastada com configuração do PMO de fevereiro de 2023. 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.

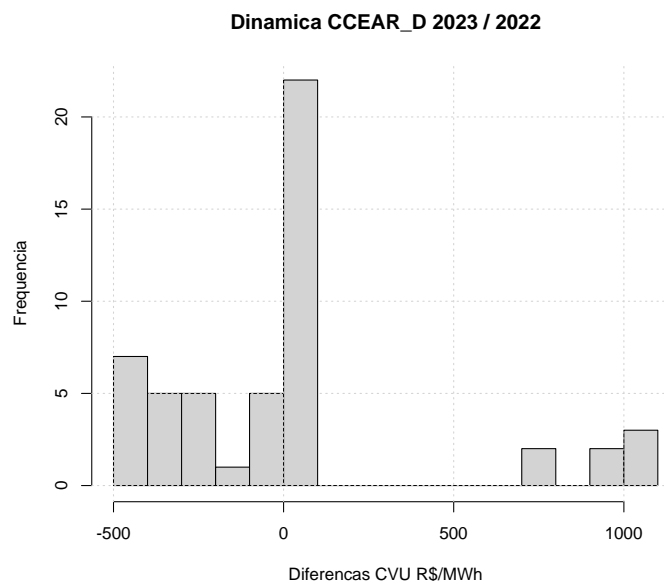


Figura 5 – Diferenças de CVU para o CCEAR_D entre fevereiro de 2023 e janeiro de 2022

19. Como se vê, minoria de casos apresentou elevação expressiva de valor nominal de CVU. A maioria foi de pequena elevação ou de redução, em alguns episódios atingindo diferenças negativas próximas a R\$500/MWh.

20. A combinação dessas referências de custos com a disponibilidade energética de cada planta termelétrica leva ao efeito final de custo operativo. O resultado cumulativo dessa análise é exibido na Figura 6. Em ordem de grandeza, vê-se que o custo operativo reduziu-se neste ciclo ao se considerar o mesmo parque termelétrico vinculado.

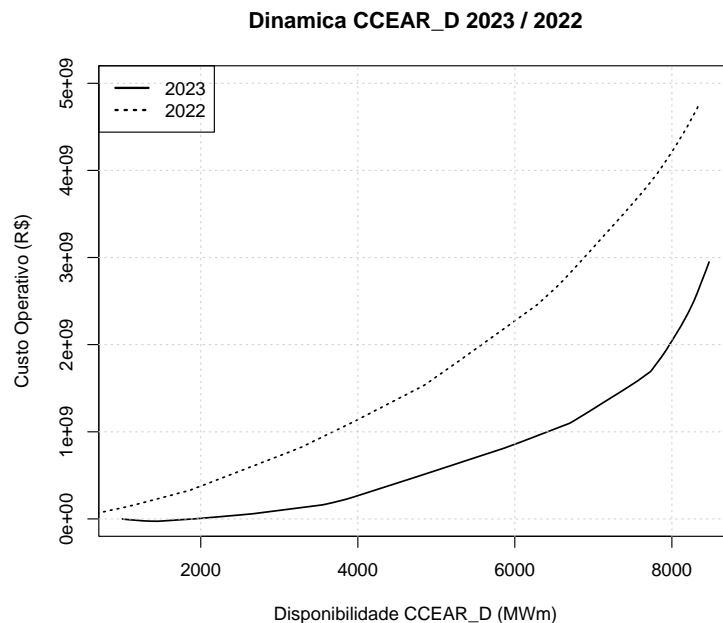


Figura 6 – Diferenças de custos operativos para o CCEAR_D entre fevereiro de 2023 e janeiro de 2022

III.6 Encargo de Energia de Reserva (EER)

21. 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”.

22. Um novo item que passou a ser alocado nessa rubrica a partir de 2022 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 a regularidade da operação comercial das plantas foram cotejados junto à SFG, a exemplo do que fora assinalado no item anterior (CCEAR_D).

23. O resultado dessa análise foi agregado ao histórico do restante do parque original vinculado ao ERR. Nessas condições, o valor médio da energia de reserva caiu de R\$580,71/MWh (referência do ciclo anterior) para R\$549,17/MWh.

24. A acomodação desses custos é própria de ser feita na cobertura tarifária (Bandeira Verde), em razão de sua natureza estática, traduzindo-se em um valor médio de R\$52,65/MWh quando referenciado ao mercado consumidor das Bandeiras Tarifárias. 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 R\$20,91/MWh. Esse e os demais valores fixados para os outros patamares das Bandeiras são exibidos na Tabela 7. Valores negativos exprimem custos e, positivos, receitas.

Tabela 7 – Valores (custos e receitas) para o EER

| Patamar | Verde | Amarela | Vermelha1 | Vermelha2 |
|----------------------|--------|---------|-----------|-----------|
| Valor (R\$/MWh) 2022 | -27,13 | 7,82 | 17,41 | 20,87 |
| Valor (R\$/MWh) 2023 | -20,91 | 7,87 | 17,94 | 21,86 |

III.7 Balanço de contratos no Mercado de Curto Prazo (MCP_{tarifa})

25. 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 caiu de R\$282,92/MWh para R\$243,55/MWh, o que se revela mais um parâmetro de alívio de custos para os consumidores.

26. 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 2023, de autoria da EPE, do ONS e da CCEE (Vide Nota Técnica EPE-DEA-SEE-001/2023). Há uma expectativa de que a sobrecontratação média eleve-se de pouco mais de 2,4GWm para quase 3,7GWm, fato que também desonera os valores dos adicionais.

27. Para tanto se considera a receita ou a despesa oriunda da liquidação da diferença média entre o volume de contratos e o consumo efetivo no âmbito do MCP, para os quais se aplicam os PLDs de referência previamente determinados em cada patamar. O resultado dos valores para os patamares das Bandeiras Tarifárias está disposto na Tabela 8.

Tabela 8 – Valores (receitas) para o MCP_{tarifa}

| Patamar | Verde | Amarela | Vermelha1 | Vermelha2 |
|----------------------|-------|---------|-----------|-----------|
| Valor (R\$/MWh) 2022 | - | 1,04 | 8,45 | 9,89 |
| Valor (R\$/MWh) 2023 | - | 6,65 | 19,16 | 21,68 |

⁴ Indexada ao PLD de referência da Bandeira Verde.

III.8 Valores finais

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

Tabela 9 – Valores para os patamares

| Patamar | Amarela | Vermelha1 | Vermelha2 |
|----------------------|---------|-----------|-----------|
| Valor (R\$/MWh) 2022 | 29,89 | 65,00 | 97,95 |
| Valor (R\$/MWh) 2023 | 18,85 | 44,63 | 78,77 |
| Δ% | -36,9% | -31,3% | -19,6% |

29. Notem-se quedas em todos eles, maiores para os patamares Amarelo e Vermelho I. O principal fator que contribuiu para esse grau de decaimento foi a dinâmica de combustíveis no mercado internacional, integrante da rubrica CCEAR_D. Além disso, outros parâmetros foram ou estão mais favoráveis em 2023, concorrendo também para esse decaimento financeiro: o crescimento de oferta de energia hidráulica, a redução do rol de usinas consideradas no PCS, a diminuição de custos de contratos sob a gestão das distribuidoras.

30. Vale registrar que a referência de cobertura tarifária que lastreia os valores finais apontados foi de R\$77,13/MWh, um diminuição de quase 25% em relação ao marco anterior (R\$102,25/MWh). Repisa-se que se trata de referência indicativa, dado que o valor da cobertura tarifária é obtido dinamicamente nos processos de reajuste ordinário das distribuidoras, em consonância com o disciplinado nos Submódulos 3, 4 e 5 do Proret. Não obstante o exposto, parcela relevante desse apontamento pode ser atribuído ao alívio de custos fixos vinculados às usinas do PCS.

III.9 Parâmetros para a Cobertura Tarifária

31. 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.

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

Tabela 10 – Cobertura Tarifária

| Componente Tarifário | Cobertura 2022 (Atual) | Cobertura 2023 (Proposta) |
|----------------------------|------------------------|---------------------------|
| EER (% Receita Fixa) | 66% | 64% |
| Previsão Risco Hidrológico | R\$ 195,04/MWh | R\$ 198,97/MWh |
| CCEAR-D (Parcela Variável) | R\$ 195,04/MWh | R\$ 198,97/MWh |

33. Conforme dispõe o Submódulo 5.4 do PRORET, a cobertura tarifária do EER corresponderá a um percentual da receita fixa dos CER. Para 2023, considerando a razão entre o PLD de referência da bandeira verde de R\$ 198,97/MWh e o custo unitário do EER (VU_EER) de R\$ 549,17/MWh, tal percentual será de 64%.

$$\%EER = 1 - \frac{PLD_{\text{verde}}}{VU_{\text{EER}}} = 1 - \frac{198,97}{549,17} = 64\%$$

34. 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.

III.10 Desempenho da Conta Bandeiras

35. Aspecto importante desta análise diz respeito à compatibilidade do dimensionamento ora proposto em relação à conjuntura operativa e tarifária. Por exemplo, ao se comparar o valor do PLD de referência para a cobertura tarifária (patamar verde) com as projeções oficiais da CCEE, há diferença residual significativa.

36. Conforme exibido na Tabela 5, o PLD da Bandeira Verde foi de R\$198,97/MWh. Prospecções de preço futuro sinalizadas pela CCEE mostram que o PLD deve permanecer em seu valor mínimo (R\$69,04/MWh) em todos os submercados durante o ano de 2023, condição que também deve prevalecer até meados de 2024⁵. À primeira vista, tal diferença poderia ensejar sobrestimativa para a cobertura tarifária *vis-à-vis* as condições comerciais no horizonte de interesse.

37. A metodologia de dimensionamento das Bandeiras Tarifárias está ancorada em histórico crescente das variáveis de interesse, o que faz com que seus resultados reflitam um desempenho médio em escala de prazo mais dilatado. A conjuntura de cada ano pode estar mais ou menos distante dessa referência média, fazendo-se necessário avaliar se essa distância ensejaria ou não alguma medida excepcional de conformidade paramétrica, tal como experimentado durante a crise de escassez hídrica vivenciada em 2021⁶.

38. Vale sublinhar também que não obstante o desvio entre os PLDs, a resultante de dimensionamento para a cobertura tarifária também caiu consideravelmente (aproximadamente 23%), conforme apontando no §30. Isso porque o resultado para os patamares das Bandeiras é a composição

⁵ Resultados constantes do boletim InformaCCEE consultado em 07/03/2023, em www.ccee.org.br.

⁶ Naquela ocasião, diante da intensidade da crise, o percentil atrelado ao limite da bandeira vermelha II foi alterado de 95% para 100%. Mais análises baseadas na dinâmica do regime hidrológico à época mostraram que mesmo esse movimento seria insuficiente para acomodar o choque de oferta experimentado, culminando nas medidas emergenciais tomadas e na promulgação de patamar excepcional, denominado de Bandeira Escassez Hídrica.

algébrica entre as distintas rubricas que compõem o sistema das Bandeiras Tarifárias. Como se sabe, o PLD mais elevado implica custos maiores atrelados ao CCEAR-D, ao mesmo tempo em que também condiciona expectativa de liquidações de contratos de energia de reserva e de lastro para o mercado consumidor, nesses casos revertendo-se em receita para as distribuidoras. O resultado final é o líquido entre essas operações, o que precisa estar aderente à conjuntura vivenciada na prática de custos das Bandeiras Tarifárias.

39. Conforme assinalado, o ano de 2022 foi favorável sob a ótica de oferta de energia hidráulica, o que contribuiu decisivamente para que o PLD permanecesse em seu piso (R\$55,70/MWh) praticamente todo o ano. Na ocasião, o valor de PLD para a cobertura tarifária (bandeira verde) definido na REH n. 3.051/2022 foi de R\$195,04/MWh (vide Tabela 5), também distante do patamar experimentado na prática comercial daquele ano.

40. Mesmo assim, o desempenho para o saldo da Conta Bandeiras revelou dinâmica que permanecera relativamente estável desde quando foram homologados os novos parâmetros de acionamento e de arrecadação para cada patamar (julho de 2022). Todavia, esse equilíbrio estabilizou-se próximo à marca de R\$4 bilhões, conforme exibido na Figura 7.

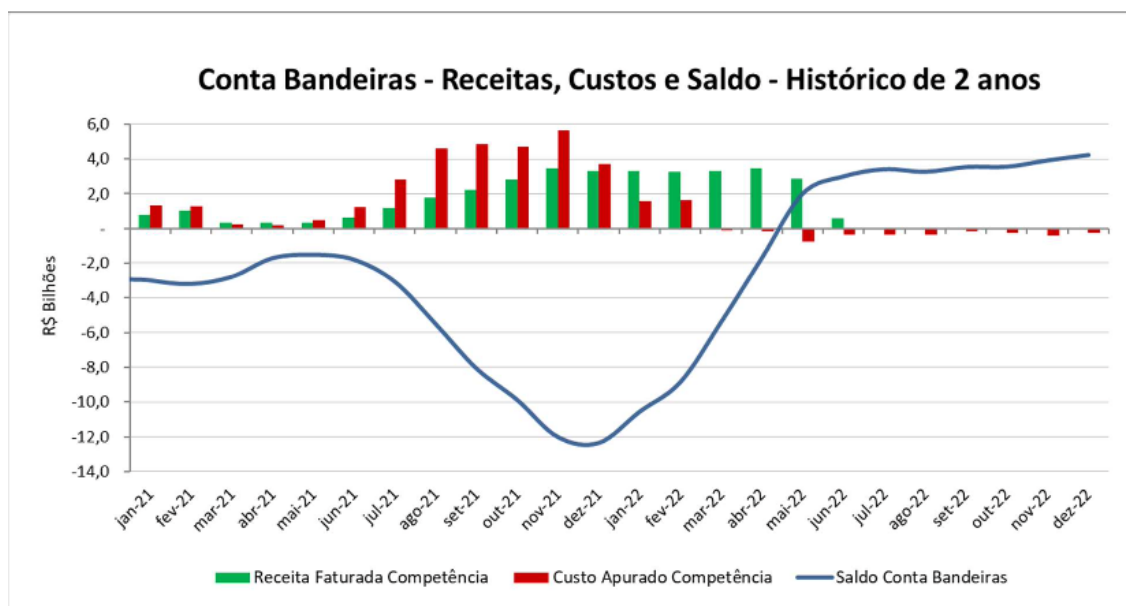


Figura 7 – Desempenho da Conta Bandeiras nos últimos 2 anos⁷

41. As razões para isso devem-se sobretudo a impactos remanescentes (e acumulados) da arrecadação excepcional promovida durante o período de escassez hídrica, quando o adicional praticado fora de R\$142/MWh. Algumas distribuidoras do país perceberam os efeitos do reajuste anual ordinário no fim da execução da bandeira tarifária excepcional, quando o saldo do passivo financeiro estava próximo de sua completa resolução. Isso contribuiu para que um volume não usual de recursos financeiros permanecessem aprisionados na Conta Bandeiras, aguardando nova rodada de ajuste anual, que nesses casos só aconteceria no ciclo seguinte (início de 2023).

⁷ Disponível em www.aneel.gov.br.

42. Para evidenciar que a maior parte do saldo hoje remanescente na Conta Bandeiras é de “restos a devolver” ainda do ciclo financeiro de 2022, uma simulação prospectiva foi conduzida para o saldo da Conta Bandeiras até outubro de 2023. Nesse exercício, considerou-se que a Bandeira Tarifária seria Verde ao longo de todo esse horizonte, o que está aderente aos prognósticos da CCEE para as variáveis de mercado atinentes. Além disso, optou-se por manter a receita condizente com a cobertura tarifária válida para 2022, em que pese a sinalização presente nesta Nota Técnica indique uma queda para essa mesma referência (vide §30). De outro lado, em comparação a 2022, os custos devem subir em função da elevação nominal do PLD mínimo. Com essas premissas e considerações, os resultados foram os exibidos na Figura 8.

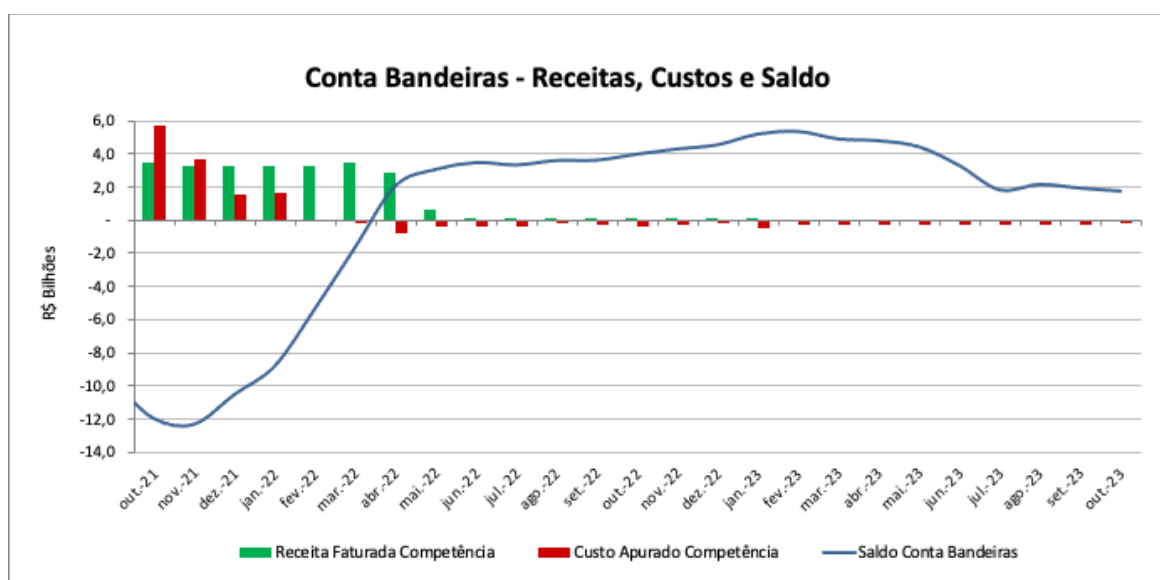


Figura 8 – Simulação prospectiva para o saldo da Conta Bandeiras até outubro de 2023

43. Como premissa da simulação, utilizaram-se apenas os dados até dezembro de 2022, o que tornam os cálculos relativos a janeiro e fevereiro de 2023 estimados. Note-se que a perspectiva é a de que haja um crescimento do saldo até fevereiro de 2023, quando os efeitos de passivos financeiros atrelados aos reajustes tarifários de distribuidoras relevantes começam a repercutir sobre essa dinâmica, trazendo o patamar do saldo para menos de R\$2 bilhões de reais ao fim do horizonte.

44. Esse resultado ratifica a conclusão de que o dimensionamento proposto para as Bandeiras Tarifárias estava e continua sendo compatível com a escala de custos vinculada ao mecanismo, quando expurgados efeitos exógenos e excepcionais atrelados à dinâmica do ciclo tarifário *per se*.

III.11 Aprimoramento metodológico para o Encargo de Serviços do Sistema

45. O Encargo de Serviços de Sistema (ESS) atrelado a usinas despachadas fora da ordem de mérito de custo é um item conjuntural do mecanismo das Bandeiras Tarifárias, porquanto dependa de decisões do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). Trata-se de rubrica cujos custos podem ser muito relevantes quando o Comitê identifica descasamento relevante entre o mecanismo formal de segurança embedido nos algoritmos de otimização geridos pelo ONS e os riscos de desabastecimento medidos segundo critérios próprios do Comitê.

46. A intensidade do despacho complementar (e por conseguinte dos custos adicionais) tende a ser tanto maior quanto mais significativa for a distância entre o grau de despacho termelétrico requerido pelo CMSE e aquele consubstanciado nos algoritmos de otimização responsáveis pela definição da ordem de mérito de custo.

47. No âmbito das Bandeiras Tarifárias, a sistemática metodológica atual é feita via abordagem implícita. Requisito importante é o de que haja clareza sob provável atuação do CMSE quanto ao acionamento termelétrico complementar. Estando essa condição presente, o segundo passo é conhecer a ordem de mérito de custo para o parque termelétrico produzida no Programa Mensal da Operação (PMO). A etapa seguinte é subtrair o volume total de acionamento termelétrico que será fixado pelo CMSE do volume consubstanciado na ordem de mérito de custo ordinária, ambos especificados na mesma escala temporal (mês). Essa diferença é o que se define como sendo a geração fora da ordem de mérito de custo (GFOM).

48. Sendo essa subtração um número positivo, esse volume incidirá sobre a expectativa de produção hidrelétrica, reduzindo-a em igual magnitude. O resultado dessa operação é denominado GH_{band} . Tudo o mais constante, essa redução implica degradação do índice GSF, para o que se convencionou chamar de GSF_{band} . A formulação matemática para essas disposições está simplificada apresentada no conjunto de Equações de 3 a 6. O processamento desses cálculos na prática ainda pressupõe considerações quanto à alocação de perdas elétricas no centro de gravidade, consumos internos às plantas de geração, rol de usinas integrantes do MRE, energia produzida na UHE Itaipu e consumida pelo Paraguai.

$$GH = \sum_{i=1}^n Q_i^t \quad (3)$$

$$GF_{band} = \sum_{i=1}^n GF_i^t \quad (4)$$

$$GH_{band} = GH - GFOM \quad \forall GFOM > 0 \quad (5)$$

$$GSF_{band} = \frac{GH_{band}}{GF_{band}} \quad (6)$$

49. Dependendo de sua magnitude e da conjuntura operativa e comercial (sobretudo PLD) vivenciada, essa ação tem potencial para elevar em um degrau o patamar de acionamento da Bandeira Tarifária naquele mesmo período. Essa medida está formalizada no item 31 dos Procedimentos de Regulação Tarifária, submódulo 6.8.

50. Ocorre que essa métrica nem sempre consegue alterar o patamar de acionamento da Bandeira Tarifária. Isso porque o acionamento é feito com base no VU (vide Equação 1), em que o PLD exerce papel proporcionalmente mais relevante do que o GSF para definição de seus valores⁸. E essa condição pode prejudicar o sinal de escassez energética próprio do mecanismo, bem como não induzir adequada equalização para os custos associados. Por exemplo, o exame do histórico de acionamento⁹

⁸ Essa conclusão é extraída ao se examinar concomitantemente a Equação 1 e os domínios característicos das variáveis PLD e GSF.

⁹ Que pode ser consultado em <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-bandeira-tarifaria>.

revela que em algumas ocasiões houve despacho significativo de GFOM comandado pelo CMSE e a Bandeira Tarifária permencera Verde.

51. Idealmente a metodologia das Bandeiras Tarifárias deveria ser capaz de acomodar a conjuntura de segurança energética percebida pelo CMSE, em toda e qualquer circunstância de acionamento. Para aprimorar o mecanismo nessa direção é que ora se propõe explicitar a intensidade do despacho complementar promovido pelo CMSE em suas sistemáticas de acionamento e de valoração de custos.

52. Tendo em vista que as decisões do Comitê são, por definição, exógenas à estrutura formal de constituição da ordem de mérito de custo e do cálculo do PLD, a abordagem escolhida para tanto foi a de se definir *ex-ante* rol amplo de possibilidades combinatórias entre o mecanismo de acionamento ancorado no ordenamento de formação de preço e do despacho com distintas gradações de acionamento complementar potencialmente conduzidas pelo CMSE.

53. Essa disposição traduzir-se-ia em uma segunda camada de parâmetros para o acionamento da Bandeira Tarifária, que só seria válida quando o CMSE estivesse ativo em sua responsabilidade de mobilizar recursos termelétricos adicionais àqueles previamente especificados pelos preceitos ordinários. Essa iniciativa está ilustrada no croqui esboçado na Figura 9.

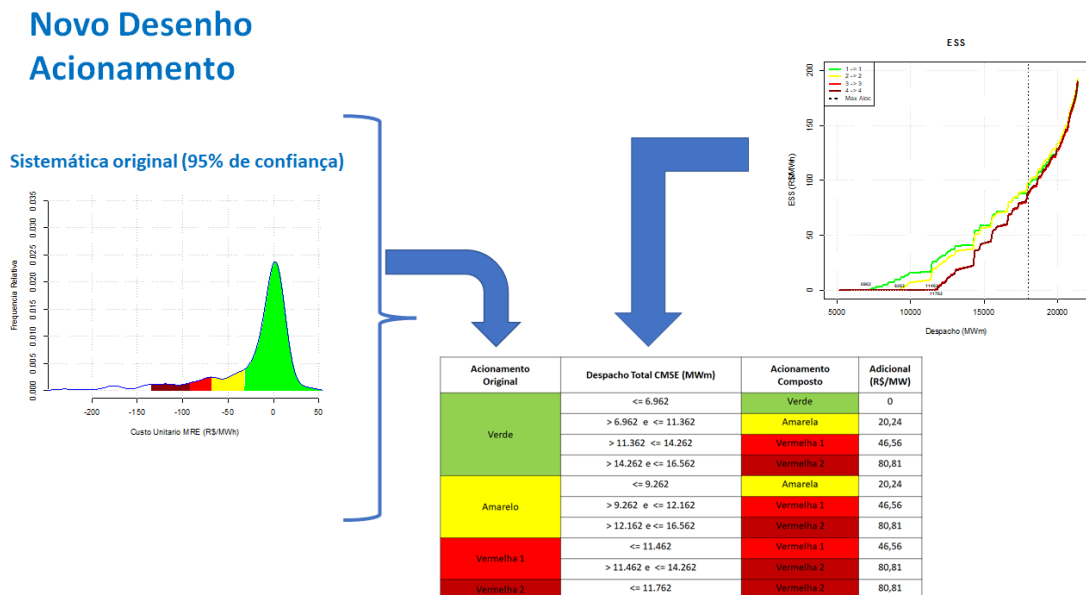


Figura 9 – Esquema proposto para explicitar os e custos de ESS nas Bandeiras Tarifárias

54. Para estimar os custos atrelados ao ESS, é necessário conhecer a curva de oferta do parque termétrico, bem como delimitar a região da curva que estará sujeita à conformação do encargo, o que depende das condições de equilíbrio de mercado, também previamente especificadas. Conhecidas essas condições de contorno, o ESS movido por razões de segurança energética pode ser simplificada definido pela Equação 7.

$$ESS = \int_{PLD}^{CVUmax} f(GT)dGT \quad (7)$$

Onde:

ESS é o encargo de segurança energética;
PLD é o preço de liquidação das diferenças;
 CVU_{max} o máximo valor de CUV vinculado ao despacho complementar comandado pelo CMSE;
 $f(GT)$ é a curva de oferta termelétrica; e
dGT o domínio sobre o qual a integralização é realizada

55. Na Figura 10 mostra-se esquema analítico simplificado para diferenciar a alocação econômica do ESS daquela atrelada à ordem de mérito econômica. Note-se que diferentemente do que ocorre para as usinas acionadas segundo a ordem de mérito de custo (remuneração via preço uniforme), a recuperação de custos da GFOM é feita na exata medida do custo produção¹⁰, para tanto contabilizando os volumes acionados e os respectivos custos variáveis unitários (CVUs).

56. Diante dessas definições, o exercício conduzido foi o de primeiramente simular despachos de ordem de mérito condizentes com cada patamar de acionamento da Bandeira Tarifária, para tanto seguindo todas as premissas fixadas para o dimensionamento das Bandeiras Tarifárias, particularmente aquelas consideradas no Item III.5. Vale repisar que a curva de oferta termelétrica utilizada foi a mesma considerada para as estimativas de custo vinculadas à rubrica CCEAR-D.

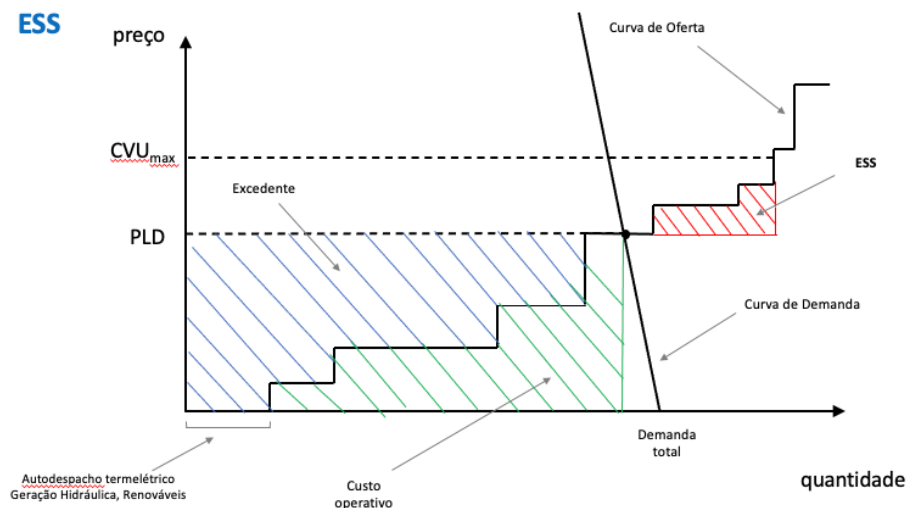


Figura 10 – Esquema alocativo para o ESS

57. Essas simulações trazem como resultado o padrão de referência para o acionamento termelétrico segundo os preceitos da metodologia de Bandeiras Tarifárias, desagregada em seus quatro patamares. Vale sublinhar que se trata de uma condição média, diretamente vinculada à definição dos PLDs de referência e à composição dos custos em cada patamar. Como os PLDs refletem o resultado de uma regressão linear suportada pelo histórico da variável e condicionada à definição estatística dos patamares, os volumes termelétricos de referência refletem envoltória média condizente com o modelo estatístico aplicado. O resultado dessa primeira simulação é apresentado na Figura 11.

¹⁰ Na literatura internacional, essa modalidade alocativa é comumente classificada como *pay-as-bid*.

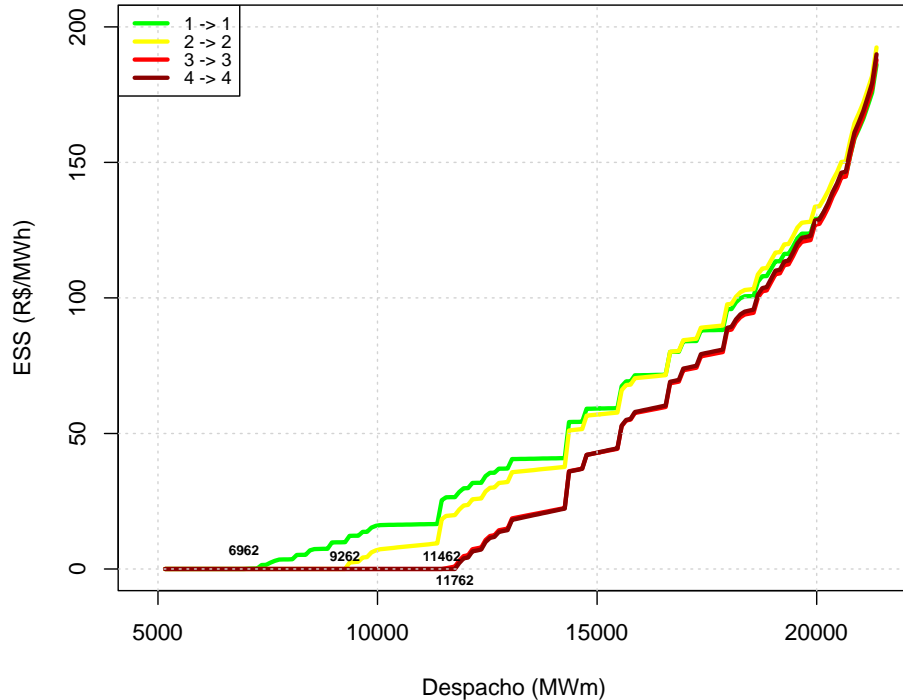


Figura 11 – Volumes de acionamento termelétrico suportado

58. Vale pontuar que o acionamento termelétrico representado no eixo das abscissas inclui a expectativa líquida de energia produzida acumuladamente por cada usina, nela incluídos volumes de autodespacho (inflexibilidade) e a ordem de mérito constituída segundo o PLD de referência de cada patamar. As inflexibilidades e os índices de indisponibilidade típicos de cada planta (estatísticas históricas) são extraídas do cadastro consubstanciado no arquivo *term.dat* do Newave, publicado no âmbito do PMO.

59. Além disso reforça-se que a escolha de uma única curva de referência para emular a oferta de energia do parque termelétrico é premissa simplificadora, malgrado necessária dada a impossibilidade de se precisar quais serão as reais condições operativas que prevalecerão quando de eventual comando de despacho termelétrico complementar pelo CMSE.

60. O segundo passo foi o de escurcionar pela curva de oferta para além do par ordenado definido pelo PLD de cada patamar, a partir daí contabilizando custos de ESS que seriam produzidos caso houvesse acionamento de recursos termelétricos além da ordem de mérito de custo constituída (vide esquema alocativo da Figura 10).

61. Neste ponto, enfatiza-se que se tratam exclusivamente de custos motivados por atuação do CMSE, porquanto motivados por critérios de confiabilidade energética. Isso é importante porque é sabido que em qualquer sistema de potência há custos recuperados via encargo que são motivados por ações e/ou critérios de confiabilidade elétrica.

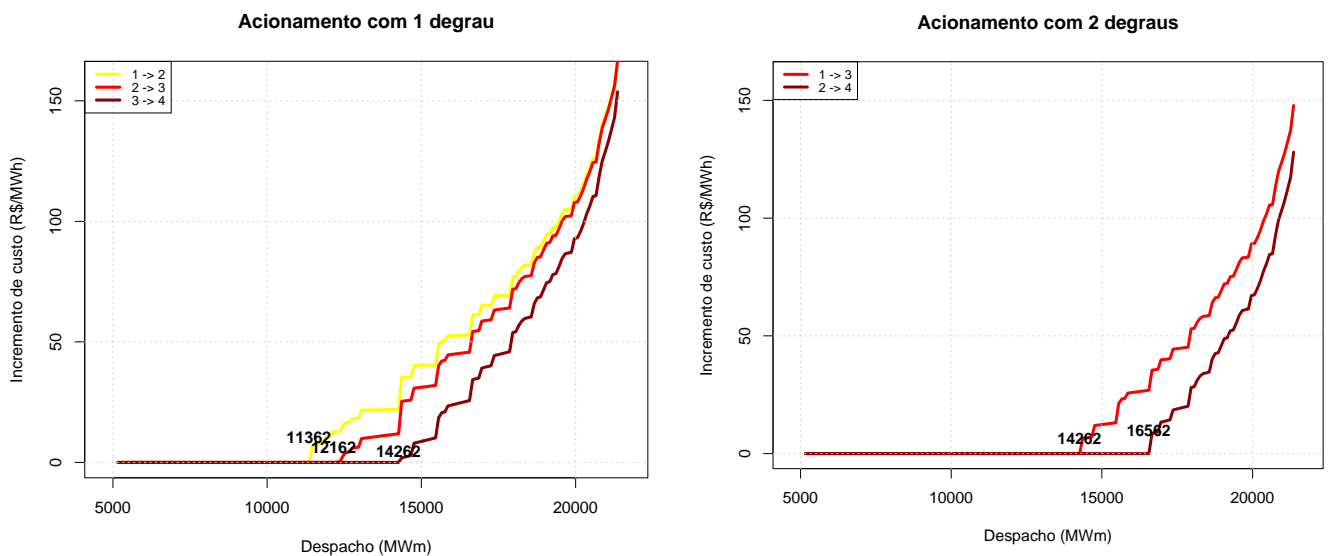
62. Esses casos de natureza elétrica não fazem parte do escopo metodológico aqui apresentado, ao não constituírem formalmente o rol de custos suportado pelas Bandeiras Tarifárias. Todavia, ingressam no cálculo financeiro atrelado ao ESS os custos de deslocamento hidrelétrico de que

trata a Resolução Normativa n. 1.030, de 26 de julho de 2022. Trata-se dos custos de oportunidade percebidos pelos geradores hidrelétricos, vinculados às decisões do CMSE. Isso porque a GFOM altera a hierarquia do despacho de ordem econômica, privilegiando recursos termelétricos em detrimento da produção hidrelétrica. Por definição legal, esses custos também integram o montante final de encargos que devem ser suportados pelo segmento de consumo em episódios em que haja atuação do CMSE nessa mesma direção.

63. À medida em que se avança na curva de oferta termelétrica, os custos elevam-se segundo a geometria de suas ordenadas. Esses custos foram confrontados com os valores pré-fixados para cada patamar das Bandeiras (Tabela 9). Cada estimativa deve pressupor uma condição original de acionamento (ainda sem a influência do CMSE), que traga consigo o equilíbrio de custos definidos em cada patamar.

64. A depender da condição de acionamento original, maior a margem financeira residual para fazer frente a incrementos de custos de ESS provenientes do CMSE. Por exemplo, a condição inicial em bandeira verde é a que traz a maior margem de recursos adicionais para acomodar despachos termelétricos complementares, compatível com a soma dos valores estabelecidos para os patamares amarelo, vermelhos I e II. À medida em que essa condição inicial é superior à bandeira verde, menor será a margem residual para fazer frente aos custos de GFOM. No limite, se o acionamento original fixar o patamar II da bandeira vermelha, a métrica ordinária não teria recursos adicionais para o despacho complementar.

65. Essas distintas gradações (degraus) vinculadas ao acionamento original foram exploradas nas simulações, cujas ilustrações gráficas são apresentadas na Figura 12.



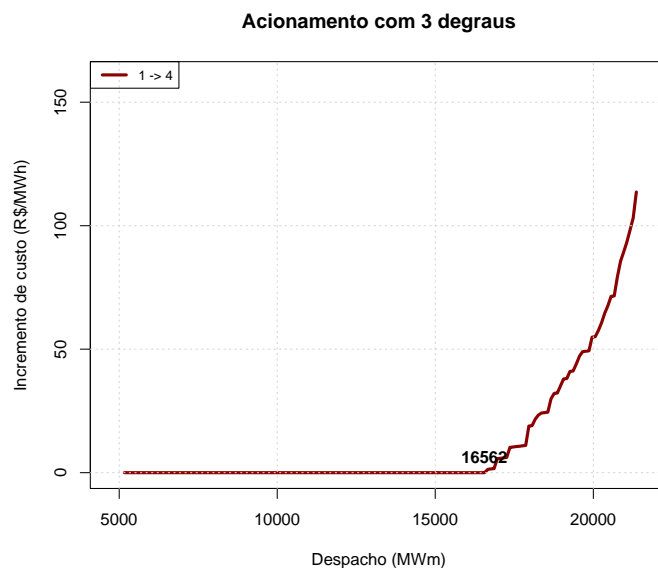


Figura 12 – Referências de despacho termelétrico complementar a depender da condição inicial

66. A compilação de todas essas condições e estimativas foi feita segundo um conjunto de inequações, cujos limites refletem os despachos termelétricos referencias resultantes das simulações realizadas (vide Figuras 11 e 12). O resultado dessa agregação é exibido na Tabela 10.

67. Com esse mapeamento feito, as condições de despacho definidas pelo CMSE passam a ter influência direta sobre a sistemática de acionamento, por conseguinte sobre o sinal econômico e o resultado financeiro das Bandeiras Tarifárias. Como se aduz da segunda coluna da Tabela 10, a intensidade do despacho complementar passa a ser mais um vetor para a composição do resultado da Bandeiras, que pode ter o patamar de acionamento significativamente alterado diante da intensidade da decisão promovida pelo Comitê *vis-à-vis* as condições originais do acionamento.

Tabela 10 – Condições para o acionamento das Bandeiras Tarifárias quando

| Acionamento Original | Despacho Total (MWm) | % do parque acionado | Acionamento Composto | Adicional (R\$/MW) |
|----------------------|---|----------------------|----------------------|--------------------|
| Verde | ≤ 6.962 (GFOM ~ 0) | 32% | Verde | 0 |
| | > 6.962 e ≤ 11.362 (GFOM ~ 4.400) | 53% | Amarela | 18,85 |
| | > 11.362 e ≤ 14.262 (GFOM ~ 7.200) | 66% | Vermelha 1 | 44,63 |
| | > 14.262 e ≤ 16.562 (GFOM ~ 9.600) | 77% | Vermelha 2 | 78,77 |
| Amarelo | ≤ 9.262 (GFOM ~ 0) | 43% | Amarela | 18,85 |
| | > 9.262 e ≤ 12.162 (GFOM ~ 2.900) | 56% | Vermelha 1 | 44,63 |
| | > 12.162 e ≤ 16.562 (GFOM ~ 7.300) | 77% | Vermelha 2 | 78,77 |
| Vermelha 1 | ≤ 11.462 (GFOM ~ 0) | 53% | Vermelha 1 | 44,63 |
| | > 11.462 e ≤ 14.262 (GFOM ~ 2.800) | 66% | Vermelha 2 | 78,77 |
| Vermelha 2 | ≤ 11.762 (GFOM ~ 0) | 55% | Vermelha 2 | 78,77 |

IV- DO FUNDAMENTO LEGAL

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

- I – Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- II – Resolução Normativa nº 1.009, de 22 de março de 2022;
- III - Resolução Normativa n. 1.030, de 26 de julho de 2022.
- IV – Resolução Normativa nº 1.033, de 26 de julho de 2022;
- V – Resolução Homologatória n. 3.051, de 21 de junho de 2022;
- VI – Resolução Homologatória n. 3.167, de 29 de dezembro de 2022; e
- VII – Submódulos 4.4, 4.4A, 5.4, 6.8 do PRORET.

V- DA CONCLUSÃO

69. O resultado de sistemática ordinária de dimensionamento das Bandeiras Tarifárias apresentou queda para os valores de seus patamares e para a referência da cobertura tarifária. Em alguns casos, a variação negativa atingiu quase 30% (patamares Amarelo e Vermelho I). O principal fator que contribuiu para esse decaimento foi a dinâmica de combustíveis no mercado internacional, integrante da rubrica CCEAR_D. Além disso, destacam-se o crescimento de oferta de energia hidráulica em 2023, a desconstrução de usinas do PCS, a diminuição de custos de contratos sob a gestão das distribuidoras.

70. Exame feito sobre o desempenho da Conta Bandeiras e sobre dimensionamento ora proposto apontou compatibilidade entre os valores de cada patamar e a escala de custos vinculada ao mecanismo e vivenciada na prática. Parte relevante do saldo atual da Conta Bandeiras deve-se a “restos a devolver”, ainda do ciclo financeiro de 2022, notadamente a arrecadação feita no âmbito da Bandeira Escassez Hídrica. Quando expurgados os efeitos exógenos e excepcionais atrelados à dinâmica do ciclo tarifário *per se*, as análises aqui conduzidas mostraram equilíbrio entre as receitas e os custos próprios das Bandeiras Tarifárias.

71. Finalmente, entendeu-se necessário evoluir com a métrica de acionamento e de dimensionamento das Bandeiras no que tange à rubrica ESS segurança energética. Isso porque a experiência recente mostrou que nem sempre a sistemática atual é capaz de induzir propriamente as escalas de risco e de custo definidas pelo CMSE no exercício de sua competência de assegurar a segurança energética do país.

72. Considera-se que o aprimoramento proposto passa a refletir objetivamente as condições de despacho definidas pelo CMSE, influenciando diretamente a sistemática de acionamento e o sinal econômico das Bandeiras Tarifárias. A proposta prevê a incorporação de uma segunda camada para a definição das Bandeiras Tarifárias, ativa apenas em momentos em que haja atuação do CMSE sobre o despacho do sistema. Aspecto relevante é que tal medida não altera a sistemática metodológica aplicável às demais rubricas, preservando inteiramente os mecanismos já existentes nos momentos em que não haja influência do Comitê sobre as sinalizações energéticas e de custo atreladas à operação do Sistema Interligado Nacional.

Pág. 22 da Nota Técnica nº 009/2023 – SGM-STR/ANEEL, de 17/05/2023.

V- DA RECOMENDAÇÃO

73. 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 expostos.

(Assinado digitalmente)

BRUNO GOULART DE FREITAS MACHADO
Especialista em Regulação – SGM

(Assinado digitalmente)

FELIPE AUGUSTO CARDOSO MORAES
Especialista em Regulação – STR

(Assinado digitalmente)

FABIANO COSTA CAMILO
Especialista em Regulação – STR

(Assinado digitalmente)

ANDRÉ VALTER FEIL
Especialista em Regulação – STR

De acordo:

(Assinado digitalmente)

ALESSANDRO D'AFONSECA CANTARINO
Superintendente de Regulação dos Serviços de
Geração e do Mercado de Energia Elétrica

(Assinado digitalmente)

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação
Econômica

Pág. 23 da Nota Técnica nº 009/2023 – SGM-STR/ANEEL, de 17/05/2023.

ANEXO I: Material técnico de suporte

- *Deck_Bandeiras.zip*
- *Nota Técnica EPE-DEA-SEE-001/2023*
- Planilha eletrônica *EstimativaCONER 2023.xlsx*.