

Desde novembro de 2017, a metodologia de acionamento das bandeiras tarifárias se alterou, com a finalidade de melhorar a arrecadação de recursos para fazer frente a importantes obrigações financeiras de curto prazo que recaem sobre o fluxo de caixa das Distribuidoras, vinculados aos custos variáveis (custos de geração por fonte termelétrica e da exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo) decorrentes do resultado da operação do Sistema Interligado Nacional – SIN¹.

A sistemática de acionamento da bandeira tarifária aplicada até o mês de abril de 2018 seguia o descrito nas Notas Técnicas nº 133/2017-SRG-SEM-SGT/ANEEL e nº 136/2017-SRG-SEM-SGT/ANEEL, que suportavam a Audiência Pública nº 61/2017, da ANEEL, que tinha como objetivo obter subsídios para a revisão da metodologia das Bandeiras Tarifárias. O voto do diretor relator do processo na ANEEL, que decidiu pela abertura da AP citada no período de 26 de outubro a 27 de dezembro de 2017, também votou, por aplicar a sistemática em caráter extraordinário, a partir de novembro de 2017, diante da relevante perspectiva de aprimoramento nela embutida e de sua potencial repercussão positiva sobre o acionamento das Bandeiras Tarifárias no curto prazo.

Para o fechamento da primeira fase da AP nº 61/2017, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 040/2018-SRG-SRM-SGT/ANEEL com as considerações da AP em relação aos temas: definição dos valores; regra de acionamento; e tratamento da cobertura tarifária. Nesta NT foi definida a nova sistemática de acionamento da bandeira tarifária, com alterações em relação a metodologia anteriormente aplicada. O voto do diretor relator do processo na ANEEL foi de concluir a primeira fase da AP e pela aplicação da nova metodologia para Bandeiras Tarifárias a partir do Programa Mensal da Operação (PMO) de dezembro de 2018.

Em 2019, foi realizada e concluída a AP nº 08/2019, que revisou a metodologia de acionamento das bandeiras tarifárias. Essa nova metodologia foi aprovada para utilização a partir do mês de junho de 2019 e teve como principais alterações a revisão das faixas de acionamento da bandeira tarifária e também a consideração da garantia física “Flat” para balizar a determinação do GSF_{band} .

Este boletim tem o objetivo de detalhar a memória de cálculo que foi considerada como subsídio pela ANEEL para acionamento das bandeiras tarifárias.

Metodologia para definição da Bandeira Tarifária

Os valores das faixas de Preço de Liquidação das Diferenças – PLD para estabelecimento da cor da bandeira tarifária que será vigente para o mês de fevereiro de 2023 são definidos de acordo com os valores resultantes do cálculo dos PLDs limites e superiores das faixas de acionamento.

O PLD_{liminf_pat} e o PLD_{limsup_pat} das diferentes faixas para o acionamento das bandeiras tarifárias são determinados conforme as equações abaixo, definidas na Nota Técnica nº 025/2019-SGT-SRG-SRM/ANEEL:

$$PLD_{liminf_pat} = \min \left[PLD_{max}, \max \left[PLD_{min}, \frac{LimInfPat}{\left(1 - \frac{GH_{band}}{GF_{band}}\right)} \right] \right]$$

$$PLD_{limsup_pat} = \min \left[PLD_{max}, \max \left[PLD_{min}, \frac{LimSupPat}{\left(1 - \frac{GH_{band}}{GF_{band}}\right)} \right] \right]$$

Onde:

PLD_{max} – Valor máximo do PLD regulamentado pela ANEEL

PLD_{min} – Valor mínimo do PLD regulamentado pela ANEEL

GH_{band} – Previsão de Geração Hidráulica total do MRE sinalizada pelo Programa Mensal de Operação – PMO, ajustada pelos fatores de redução da CCEE

G_{band}^F – Valor de garantia física concebido para as Bandeiras Tarifárias, segundo as especificidades apresentadas na NT nº 025/2019-SGT-SRG-SRM/ANEEL

$LimInfPat$ – Limite inferior do correspondente patamar de Bandeira Tarifária

$LimSupPat$ – Limite superior do correspondente patamar de Bandeira Tarifária.

Para o acionamento da bandeira são consideradas as faixas de acordo com o ilustrado na Tabela 1.

Tabela 1 – Faixas para acionamento das bandeiras

| Cor da Bandeira | Gatilho |
|-----------------|--|
| Verde | $PLD_{min} \leq PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_verde}$ |
| Amarela | $PLD_{liminf_amarela} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_amarela}$ |
| Vermelha 1 | $PLD_{liminf_vermetho1} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_vermetho1}$ |
| Vermelha 2 | $PLD_{liminf_vermetho2} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{max}$ |

Informações para definição da Bandeira Tarifária

Nesta seção é demonstrada a obtenção dos valores das variáveis utilizadas na definição da Bandeira Tarifária do mês de fevereiro de 2023.

i) Previsão de Geração Hidráulica Total do MRE - GH_{band}

Os valores de expectativa de geração das usinas hidráulicas que balizam o cálculo do GH_{band} são encaminhados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Os valores encaminhados pelo ONS já consideram à geração termelétrica e/ou importação por segurança energética quando houver determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico; ressaltamos que sobre estes valores são retiradas as parcelas de geração referentes: ao atendimento de Itaipu à carga do Paraguai e ao seu consumo interno; e à aplicação de fatores apurados pela CCEE com o objetivo de representar a geração participante do MRE no Centro de Gravidade.

A seguir são descritos os fatores aplicados pela CCEE nos valores de geração hidráulica encaminhados pelo ONS:

- Geração Hidráulica (Bruta para Conexão): representa a perda na geração das usinas hidrelétricas entre o ponto de medição bruta e o ponto de medição de conexão com a rede de transmissão;
- Geração Hidráulica (Conexão para Centro de Gravidade): representa a aplicação dos fatores de perda da rede básica sobre a geração das usinas hidrelétricas;
- Participação de PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas) e CGH (Centrais de Geração Hidrelétrica) no MRE: representa a parcela da geração de PCHs e CGHs que participam do MRE;
- PCH e CGH (Conexão para Centro de Gravidade): representa a aplicação dos fatores de perda da rede básica para as usinas (PCH e CGH) participantes do rateio das perdas da rede básica.

Para a apuração dos fatores aplicados pela CCEE, uma vez que os dados de 2021 foram consolidados, são considerados as médias dos dados verificados para cada parcela ao longo do deste ano. Os resultados apurados para cada fator são apresentados na Tabela 2.

¹ Nota Técnica 133/2017-SRG-SEM-SGT/ANEEL.

Tabela 2 – Fatores Aplicados à Geração Com Base na Média de 2021

| Fatores Aplicados à Geração Com Base na Média de 2021 | |
|--|----------------|
| Perda de Geração Hidráulica (Bruta p/ Conexão) | 1,458% |
| Perda de Geração Hidráulica (Conexão p/ Centro de Gravidade) | 2,506% |
| Participação de PCH e CGH no MRE | 62,464% |
| Perda de PCH e CGH (Conexão p/ Centro de Gravidade) | 0,125% |

Esses fatores, bem como a periodicidade de sua atualização, foram validados pela ANEEL por meio do Ofício nº 068/2018 – SRG/ANEEL.

A geração total das usinas hidrelétricas é encaminhada pelo ONS para o mês de fevereiro de 2023 e são ilustradas na Tabela 3, ressaltamos que os valores de geração hidráulica são resultados da execução do modelo DECOMP da revisão 0 do Programa Mensal da Operação².

Tabela 3 – Geração Média Mensal com Segurança Energética

| Geração Média Mensal Com Segurança Energética do SIN | | | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|---------------|
| Por Patamar (MWh) | | | Total | |
| Pesada | Média | Leve | (MWh) | (MWmed) |
| 11.105.069 | 11.084.413 | 16.550.572 | 38.740.054 | 57.649 |

É descontada da geração hidrelétrica apresentada na Tabela 3, a parcela da geração da usina hidrelétrica de Itaipu alocada para atendimento da carga do Paraguai (ANDE) e o consumo interno da usina explicitados na entrada de dados dos modelos computacionais utilizados no cálculo do PLD e do Custo Marginal de Operação – CMO do ONS³, cujo somatório é apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Previsão de Geração de Itaipu para Atendimento da Carga do Paraguai e Consumo Interno da Usina

| | Geração (MWmed) |
|----------------------------|-----------------|
| ANDE + C. I. Itaipu | 2.589 |

Após a obtenção da geração hidrelétrica descontados os valores de ANDE e consumo interno da UHE Itaipu, são aplicados os fatores apresentados na Tabela 2, com a finalidade de levar a geração hidráulica bruta para o ponto de conexão da usina (1,458%) e, posteriormente, para levar o valor do ponto de conexão da usina para o centro de gravidade (2,506%). Desta forma, são obtidos os valores de geração das usinas hidrelétricas no centro de gravidade conforme Tabela 5.

Tabela 5 – Previsão de Geração das Usinas Hidrelétricas no Centro de Gravidade

| | Geração (MWmed) |
|----------------------------|-----------------|
| GH ONS | 57.649 |
| ANDE + C. I. Itaipu | 2.589 |
| GH Bruta | 55.060 |
| GH Conexão | 54.257 |
| GH Centro Grav. | 52.897 |

Além da geração das usinas hidrelétrica no centro de gravidade, são considerados os fatores da Tabela 2, com o intuito de representar a geração referente às PCHs e às CGHs⁴ participante do MRE no centro de gravidade. As expectativas de geração destas fontes, bem como seus valores no centro de gravidade são ilustradas na Tabela 6.

Tabela 6 – Previsão de Geração de Pequenas Centrais Hidrelétricas pertencentes ao MRE

| PCH e CGH (MWmed) | | | | |
|-------------------|------------------|--------------|---------------------|---------------------------|
| Submercado | Prev. de Geração | Total | Participação no MRE | Part. MRE no Centro Grav. |
| Sudeste | 2.817 | 4.013 | 2.507 | 2.504 |
| Sul | 964 | | | |
| Nordeste | 77 | | | |
| Norte | 155 | | | |

A previsão de geração hidráulica total do MRE (GH_{band}) para o acionamento da Bandeira Tarifária no centro de gravidade é mostrada na Tabela 7.

Tabela 7 – Previsão de Geração Hidráulica do MRE no Centro de Gravidade

| | Geração (MWmed) |
|-------------------------------|-----------------|
| GH Centro Grav. | 52.897 |
| PCH e CGH Centro Grav. | 2.504 |
| GH_{band} | 55.401 |

ii) Garantia Física Concebida para as Bandeiras Tarifárias - GF_{band}

Conforme apresentado na Nota Técnica nº 35/2019-SRG-SRT-SRM/ANEEL, a GF_{band} é obtida considerando os valores de garantia física sazonalizada (100%), com o intuito de GSF Flat tem maior correlação com as variáveis físicas do sistema e retira o componente de estratégia comercial das geradoras da regra de acionamento, além de refletir o risco hidrológico assumido pelas distribuidoras (consumidores cativos).

Para a garantia física "flat" de fevereiro de 2023 são considerados os valores de garantia física sazonalizada apresentados no InfoMercado Mensal – Dados Gerais – 2022 de novembro de 2022. Uma vez que, os dados referentes a 2023, ainda não foram disponibilizados no InfoMercado Dados Gerais, considerou-se que a garantia física "flat" de fevereiro de 2023 seria a mesma obtida para o mês de dezembro de 2022. Portanto, considerando o valor de garantia física sazonalizadas do referido boletim e aplicando sobre o valor de dezembro de 2022 o fator de próprio mês (0,088886714803), conforme divulgado no Comunicado nº 043/22, de 18 de janeiro de 2022, com o intuito de obter o valor de garantia física "flat". Além disso, são consideradas possíveis expansões de garantia física devido à entrada em operação comercial de novas unidades geradoras de usinas hidrelétricas conforme apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Garantia física "flat"

| Submercado | Garantia Física Sazonalizada sem expansão (MWmed) | Garantia Física "Flat" sem expansão | Expansão de Garantia Física (MWmed) |
|-----------------|---|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Sudeste | 34.924 | 33.370 | 0 |
| Sul | 8.698 | 8.311 | 0 |
| Nordeste | 6.327 | 6.046 | 0 |
| Norte | 10.723 | 10.246 | 0 |
| SIN | 60.673 | 57.973 | 0 |

Com a divulgação da Revisão Ordinária da Garantia Física, apresentada na Portaria nº 709/GM/MME, de 30 de novembro de 2022, e a revisão de Garantia Física das usinas hidrelétricas pertencentes a Eletrobras, devido a desconstrução em regime de cotas, conforme publicada na Portaria nº 544/GM/MME, de 30 de agosto de 2021. Espera-se para o

² A previsão de geração hidráulica enviada pelo ONS utiliza como base os valores de geração hidráulica por usina, apresentados no arquivo "sumario.rv0", obtido da execução do modelo DECOMP da revisão 0 do Programa Mensal da Operação, do ONS.

³ A previsão de geração de Itaipu e consumo interno são informados no arquivo de entrada de dados "c_adic.dat" do modelo NEWAVE.

⁴ A expectativa da geração de PCHs e CGHs pode ser encontrada na planilha "Usinas_não_simuladas_fev23.xlsx", disponibilizada no SINtegre pelo ONS.

mês de janeiro de 2023 uma redução da ordem de 2,1 GWmed na garantia física associada ao MRE

Sobre o montante de garantia física são abatidas as perdas internas e de rede básica, e o fator de disponibilidade, considerando estes valores com base no histórico de 12 meses⁵. Os valores de expectativa da garantia física "flat", que é o valor da GF_{band}, para o mês de janeiro de 2023 são ilustrados na Tabela 9.

Tabela 9 – Garantia Física Concebido para as Bandeiras Tarifárias

| Submercado | Garantia Física "Flat" (MWmed) | Garantia Física "Flat" deduzida as perdas (MWmed) | ROGF e Privatização da Eletrobras deduzida as perdas (MWmed) | GF _{band} (MWmed) |
|------------|--------------------------------|---|--|----------------------------|
| Sudeste | 33.370 | 30.785 | -2.061 | 53.445 |
| Sul | 8.311 | 7.062 | | |
| Nordeste | 6.046 | 5.788 | | |
| Norte | 10.246 | 9.810 | | |
| SIN | 57.973 | 53.445 | | |

iii) Preço de Liquidação das Diferenças Gatilho - PLD_{gatilho}

O PLD_{gatilho} considerado para o acionamento da bandeira é calculado ponderando o PLD médio mensal de cada submercado (obtido da execução do cálculo da Função de Custo Futuro do modelo DECOMP da primeira semana operativa do mês de fevereiro de 2023 e a expectativa desta mesma execução para as próximas semanas do mês) pela sua respectiva carga média mensal (disponível nos dados de entrada no modelo DECOMP para a primeira semana e a expectativa para todas as semanas deste mesmo mês), os quais são calculados considerando a duração de cada patamar por semana operativa⁶ para o mês civil. A Tabela 10 mostra as durações de cada patamar para cada semana do mês de fevereiro de 2023.

Tabela 10 – Número de horas de cada semana e patamar de carga para o mês de fevereiro de 2023

| Patamar | Nº de Horas por Patamar nas Semanas Operativas | | | | |
|---------|--|-------|-------|-------|-------|
| | Sem 1 | Sem 2 | Sem 3 | Sem 4 | Sem 5 |
| Pesado | 27 | 45 | 45 | 36 | 18 |
| Médio | 21 | 45 | 45 | 43 | 24 |
| Leve | 24 | 78 | 78 | 89 | 54 |
| Total | 72 | 168 | 168 | 168 | 96 |

Os valores de PLD para o cálculo do PLD gatilho, considerando a média mensal são obtidos da simulação do DECOMP da primeira semana operativa de fevereiro de 2023 do cálculo do PLD, o mesmo que estabelece a função de custo futuro para o modelo DESSEM da primeira semana operativa do mês, e uma expectativa de PLD para as próximas semanas⁷. Estes valores de expectativa de PLD para cada semana são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11 – Resultado da Função de Custo Futuro do DECOMP para a primeira semana de fevereiro e expectativa para as demais semanas

| Subm. | Patamar | Expectativa de PLD do modelo DECOMP (R\$/MWh) | | | | | PLDmédio |
|---------|---------|---|-------|-------|-------|-------|----------|
| | | Sem 1 | Sem 2 | Sem 3 | Sem 4 | Sem 5 | |
| Sudeste | Pesado | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 |
| | Médio | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | |
| | Leve | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | |
| Sul | Pesado | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 |
| | Médio | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | |
| | Leve | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | |
| Nord. | Pesado | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 |
| | Médio | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | |
| | Leve | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | |
| Norte | Pesado | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 |
| | Médio | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | |
| | Leve | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | 69,04 | |

Os valores de carga prevista para cada semana⁸, utilizados no cálculo da carga média mensal de cada submercado para ponderar o PLD médio mensal de cada submercado, são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Expectativa de carga para cada semana e patamar e a média mensal de fevereiro de 2023 por submercado

| Subm. | Patamar | CARGA (MWmed) | | | | | Carga Média |
|---------|---------|---------------|--------|--------|--------|--------|-------------|
| | | Sem 1 | Sem 2 | Sem 3 | Sem 4 | Sem 5 | |
| Sudeste | Pesado | 46.757 | 46.931 | 47.162 | 45.913 | 46.783 | 41.428 |
| | Médio | 43.912 | 44.083 | 44.300 | 43.326 | 43.823 | |
| | Leve | 37.150 | 37.307 | 37.490 | 37.037 | 37.251 | |
| Sul | Pesado | 15.505 | 15.518 | 15.641 | 15.175 | 15.461 | 13.377 |
| | Médio | 14.428 | 14.429 | 14.543 | 14.107 | 14.310 | |
| | Leve | 11.700 | 11.724 | 11.816 | 11.720 | 11.619 | |
| Nord. | Pesado | 12.534 | 12.568 | 12.789 | 12.343 | 12.570 | 11.814 |
| | Médio | 12.333 | 12.334 | 12.551 | 12.147 | 12.245 | |
| | Leve | 11.114 | 11.130 | 11.326 | 10.976 | 11.093 | |
| Norte | Pesado | 6.749 | 6.888 | 6.905 | 6.885 | 7.020 | 6.600 |
| | Médio | 6.614 | 6.719 | 6.735 | 6.697 | 6.816 | |
| | Leve | 6.290 | 6.382 | 6.397 | 6.344 | 6.481 | |

Desta forma, a Tabela 13 ilustra o PLD_{gatilho} de fevereiro de 2023:

Tabela 13 – PLD gatilho de fevereiro de 2023

| Fevereiro de 2023 | |
|----------------------------------|-------|
| PLD _{gatilho} (R\$/MWh) | 69,04 |

⁵ Conforme informação disponível na "Tabela 009 - Garantia física sazonalizada e fatores de ajuste" da Aba "002 MRE"

⁶ Conforme informação disponível na planilha "SITE - AAC002 - Patamares Consolidados por Semana e Mês 2022", disponível no conteúdo exclusivo do site da CCEE, no espaço de preços ou contabilização.

⁷ O cálculo do PLD gatilho considera os valores de expectativa de PLD com base na execução do modelo DECOMP oficial da primeira semana operativa e a expectativa

das próximas semanas desta mesma rodada. Os valores são obtidos considerando os custos marginais de operação disponíveis no arquivo "cmdeco.rv0", da CCEE, limitados pelos valores mínimo e máximo estrutural do PLD vigente.

⁸ Os valores de carga prevista para cada semana podem ser encontrados no arquivo de entrada "dadger.rv0" do modelo DECOMP, no registro DP.

Definição da Bandeira Tarifária de fevereiro de 2023

Para fevereiro de 2023, os valores considerados para cada variável estão ilustrados na Tabela 14:

Tabela 14 – Valores das Variáveis para definição da Bandeira Tarifária

| Variável | Valor |
|-----------------------------------|---------------|
| $PLD_{max\,estrutural}$ (R\$/MWh) | 684,73 |
| PLD_{min} (R\$/MWh) | 69,04 |
| GH_{band} (MWmed) | 55.401 |
| GF_{band} (MWmed) | 53.445 |
| GSF_{band} | 1,04 |
| $PLD_{gatilho}$ (R\$/MWh) | 69,04 |

Considerando os valores para fevereiro de 2023, podemos observar as faixas para acionamento das bandeiras tarifárias, após aplicar o cálculo do $PLD_{liminf\,pat}$ e $PLD_{limsup\,pat}$. A Tabela 15 apresenta os limites de PLD para o acionamento das bandeiras tarifárias:

Tabela 15 – Limites para acionamento das bandeiras tarifárias

| Cor da Bandeira | Gatilho |
|-----------------|--|
| Verde | $R\$ 69,04/MWh \leq PLD \leq R\$ 684,73/MWh$ |
| Amarela | - |
| Vermelha 1 | - |
| Vermelha 2 | - |

Com base nas informações apresentadas e enviadas à ANEEL, a Agência divulgou no dia 27 de janeiro de 2023 a cor da bandeira tarifária do mês de fevereiro de 2023, conforme mostrado na Tabela 16.

Tabela 16 – Cor da Bandeira Tarifária de fevereiro de 2023

| Cor da Bandeira Tarifária | |
|---------------------------|--------------|
| Fevereiro de 2023 | Verde |