

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 perspectiva relevante 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 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 junho 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

GF_{band} – 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	$PLD_{liminf_vermelha1} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_vermelha1}$
Vermelha 2	$PLD_{liminf_vermelha2} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{max}$

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 junho 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 a 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 2022 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 2022

Fatores Aplicados à Geração Com Base na Média de 2022	
Perda de Geração Hidráulica (Bruta p/ Conexão)	1,275%
Perda de Geração Hidráulica (Conexão p/ Centro de Gravidade)	2,595%
Participação de PCH e CGH no MRE	65,089%
Perda de PCH e CGH (Conexão p/ Centro de Gravidade)	0,085%

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 junho 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 (MWmed)
Pesada	Média	Leve	(MWh)	(MWmed)	
8.168.363	10.287.659	12.490.553	30.946.575	42.981	

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	1.694

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 (1,275%) e, posteriormente, para levar o valor do ponto de conexão da usina para o centro de gravidade (2,595%). 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	42.981
ANDE + C. I. Itaipu	1.694
GH Bruta	41.287
GH Conexão	40.761
GH Centro Grav.	39.703

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	1.872	3.276	2.132	2.130
Sul	1.210			
Nordeste	74			
Norte	120			

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.	39.703
PCH e CGH Centro Grav.	2.130
GH_{band}	41.834

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 junho de 2023 são considerados os valores de garantia física sazonalizada apresentados no InfoMercado Mensal – Dados Gerais – 2023 de março de 2023, aplicando sobre estes a proporção de sazonalização de junho de 2023 (0,079719892358), conforme divulgado no Comunicado nº 061/23, de 17 de janeiro de 2023, 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	31.433	32.407	0
Sul	7.579	7.814	0
Nordeste	4.879	5.030	0
Norte	9.910	10.217	0
SIN	53.800	55.468	0

Sobre esse 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 junho de 2023 são ilustrados na Tabela 9.

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_jun23.xlsx", disponibilizada no SINtegre pelo ONS.

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

Tabela 9 – Garantia Física Concedido para as Bandeiras Tarifárias

Submercado	Garantia Física "Flat" (MWmed)	Garantia Física "Flat" deduzida as perdas (MWmed)	GF _{band} (MWmed)
Sudeste	32.407	31.096	53.224
Sul	7.814	7.498	
Nordeste	5.030	4.826	
Norte	10.217	9.803	
SIN	55.468	53.224	

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 junho 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 junho de 2023.

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

Patamar	Nº de Horas por Patamar nas Semanas Operativas				
	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesado	14	28	35	35	35
Médio	18	48	53	53	53
Leve	16	92	80	80	80
Total	48	168	168	168	168

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 junho 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 junho e expectativa para as demais semanas

Subm.	Patamar	Expectativa de PLD do modelo DECOMP (R\$/MWh)					PLD médio
		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 junho de 2023 por submercado

Subm.	Patamar	CARGA (MWmed)					Carga Média
		Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	
Sudeste	Pesado	44.416	44.411	45.456	45.449	45.544	39.513
	Médio	42.498	42.301	43.165	43.159	43.244	
	Leve	34.344	34.889	34.922	34.917	34.989	
Sul	Pesado	14.786	14.620	15.018	14.999	14.894	12.499
	Médio	14.180	13.883	14.372	14.354	14.261	
	Leve	10.261	10.363	10.421	10.408	10.337	
Nord.	Pesado	12.574	12.239	12.307	12.176	11.968	11.560
	Médio	12.810	12.428	12.501	12.377	12.180	
	Leve	11.023	10.884	10.801	10.688	10.510	
Norte	Pesado	7.614	7.487	7.613	7.583	7.537	7.253
	Médio	7.596	7.471	7.607	7.579	7.535	
	Leve	6.913	6.908	6.967	6.940	6.898	

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

Tabela 13 – $PLD_{gatilho}$ de junho de 2023

	Junho de 2023
$PLD_{gatilho}$ (R\$/MWh)	69,04

Definição da Bandeira Tarifária de junho de 2023

Para junho 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)	41.834
GF_{band} (MWmed)	53.224
GSF_{band}	0,79
$PLD_{gatilho}$ (R\$/MWh)	69,04

Considerando os valores para junho 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 ≤ PLD ≤ R\$ 152,04/MWh
Amarela	R\$ 152,05/MWh < PLD ≤ R\$ 328,85/MWh
Vermelha 1	R\$ 328,86/MWh < PLD ≤ R\$ 440,33/MWh
Vermelha 2	R\$ 440,34/MWh < PLD ≤ R\$ 684,73/MWh

Com base nas informações apresentadas e enviadas à ANEEL, a Agência divulgou no dia 26 de maio de 2023 a cor da bandeira tarifária do mês de junho de 2023, conforme mostrado na Tabela 16.

Tabela 16 – Cor da Bandeira Tarifária de junho de 2023

Cor da Bandeira Tarifária
Junho de 2023 Verde

Nota 1: Cabe destacar que o cálculo do $PLD_{liminf\,pat}$ e $PLD_{limsup\,pat}$ consideram os valores apresentados na Figura 5 da Nota Técnica nº 021/2021-SRG-SGT-SRM/ANEEL e o valor de GSF_{band} obtido pela proporção de GH_{band}/GF_{band} é considerado com arredondamento em duas casas decimais, seguindo solicitação da ANEEL.

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.