

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 julho de 2022 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	$PLD_{liminf_vermetho1} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_vermetho1}$
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 julho de 2022.

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 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 julho de 2022 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)
13.456.963	6.808.282	12.552.625	32.817.870	44.110

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	1.699

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	44.110
ANDE + C. I. Itaipu	1.699
GH Bruta	42.411
GH Conexão	41.793
GH Centro Grav.	40.745

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.

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.

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	1.518	2.598	1.623	1.621
Sul	897			
Nordeste	80			
Norte	103			

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.	40.745
PCH e CGH Centro Grav.	1.621
GH_{band}	42.366

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 julho de 2022 são considerados os valores de garantia física sazonalizada apresentados no InfoMercado Mensal – Dados Gerais – 2022 de abril de 2022, aplicando sobre estes a proporção de sazonalização de julho de 2022 (0,084361021556), 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	33.158	33.382	0
Sul	8.017	8.071	0
Nordeste	5.993	6.033	0
Norte	10.248	10.318	0
SIN	57.416	57.805	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 julho de 2022 são ilustrados na Tabela 9.

⁴ A expectativa da geração de PCHs e CGHs pode ser encontrada na planilha "Usinas_não_simuladas_jul22.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 Concebido para as Bandeiras Tarifárias

Submercado	Garantia Física "Flat" (MWmed)	Garantia Física "Flat" deduzida as perdas (MWmed)	GF _{band} (MWmed)
Sudeste	33.382	31.922	55.276
Sul	8.071	7.718	
Nordeste	6.033	5.769	
Norte	10.318	9.866	
SIN	57.805	55.276	

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 julho de 2022 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 julho de 2022.

Tabela 10 – Número de horas de cada semana e patamar de carga para o mês de julho de 2022

Patamar	Nº de Horas por Patamar nas Semanas Operativas					
	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6
Pesado	12	60	60	60	60	0
Médio	5	33	33	33	33	8
Leve	7	75	75	75	75	40
Total	24	168	168	168	168	48

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 julho de 2022 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 julho 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	Sem 6	
Sudeste	Pesado	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70
	Médio	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	
	Leve	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	
Sul	Pesado	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70
	Médio	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	
	Leve	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	
Nord.	Pesado	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70
	Médio	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	
	Leve	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	
Norte	Pesado	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70
	Médio	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	
	Leve	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	55,70	

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 julho de 2022 por submercado

Subm.	Patamar	CARGA (MWmed)						Carga Média
		Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	Sem 6	
Sudeste	Pesado	43.487	43.094	42.852	43.209	43.477	43.496	37.722
	Médio	39.801	39.512	39.289	39.617	39.863	40.034	
	Leve	33.163	32.884	32.698	32.971	33.176	33.278	
Sul	Pesado	13.836	13.794	13.844	13.885	13.901	13.933	11.583
	Médio	12.540	12.453	12.498	12.536	12.550	12.637	
	Leve	9.539	9.483	9.518	9.546	9.557	9.658	
Nord.	Pesado	11.436	11.590	11.639	11.668	11.678	11.705	10.767
	Médio	10.984	11.158	11.206	11.234	11.243	11.274	
	Leve	9.792	9.906	9.948	9.973	9.981	9.989	
Norte	Pesado	6.493	6.431	6.435	6.456	6.460	6.485	6.166
	Médio	6.209	6.209	6.213	6.233	6.237	6.230	
	Leve	5.872	5.924	5.928	5.947	5.951	5.947	

Desta forma, a Tabela 13 ilustra o $PLD_{gatilho}$ de julho de 2022:

Tabela 13 – $PLD_{gatilho}$ de julho de 2022

	Julho de 2022
$PLD_{gatilho}$ (R\$/MWh)	55,70

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 julho de 2022

Para julho de 2022, 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)	646,58
PLD_{min} (R\$/MWh)	55,70
GH_{band} (MWmed)	42.366
GF_{band} (MWmed)	55.276
GSF_{band}	0,77
$PLD_{gatilho}$ (R\$/MWh)	55,7

Considerando os valores para julho de 2022, 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	$R\$ 55,7/MWh \leq PLD \leq R\$ 138,82/MWh$
Amarela	$R\$ 138,83/MWh \leq PLD \leq R\$ 300,26/MWh$
Vermelha 1	$R\$ 300,27/MWh \leq PLD \leq R\$ 402,04/MWh$
Vermelha 2	$R\$ 402,05/MWh \leq PLD \leq R\$ 646,58/MWh$

Com base nas informações apresentadas e enviadas à ANEEL, a Agência divulgou no dia 24 de junho de 2022 a cor da bandeira tarifária do mês de julho de 2022, conforme mostrado na Tabela 16.

Tabela 16 – Cor da Bandeira Tarifária de julho de 2022

Cor da Bandeira Tarifária	
Julho de 2022	Verde