

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 a 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 agosto de 2018.

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 um mês de agosto de 2018 são definidos de acordo com os valores resultantes do cálculo dos PLDs limites inferiores 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 040/2018-SRG-SRM-SGT/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 040/2018-SRG-SRM-SGT/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.

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	$PLD_{liminf_vermetho2} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{max}$

Tabela 1 – Faixas para acionamento das bandeiras

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 agosto de 2018.

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 por segurança energética quando houver determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico; além disso, 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, são consideradas as médias dos dados verificados para cada parcela ao longo do ano de 2017. Os resultados apurados para cada fator são apresentados na Tabela 2.

Fatores Aplicados à Geração Com Base na Média de 2017	
Geração Hidráulica (Bruta p/ Conexão)	1,616%
Geração Hidráulica (Conexão p/ Centro de Gravidade)	2,202%
Participação de PCH e CGH no MRE	65,314%
PCH e CGH (Conexão p/ Centro de Gravidade)	0,123%

Tabela 2 – Fatores Aplicados à Geração Com Base na Média de 2017

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

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

A geração total das usinas hidrelétricas encaminhada pelo ONS para o mês de agosto de 2018 é ilustrada na Tabela 3, considerando os resultados da execução do modelo DECOMP da revisão 0 do Programa Mensal da Operação².

Geração Média Mensal do SIN				
Por Patamar (MWh)			Total	
Pesada	Média	Leve	(MWh)	(MWmed)
3.954.160	17.170.651	7.198.001	28.322.812	38.068

Tabela 3 – Previsão da Geração do ONS para as Usinas Hidrelétricas

Primeiramente, 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.

	Geração (MWmed)
ANDE + C. I. Itaipu	1.469

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

Após descontar da geração hidrelétrica os valores de ANDE e consumo interno da UHE Itaipu, são aplicados os fatores com o intuito de levar essa geração das grandes usinas hidráulicas ao centro de gravidade, ou seja, sobre esta geração são aplicados os fatores apresentados na Tabela 2, com a finalidade de levar a geração hidráulica bruta para o ponto de conexão da usina (1,616%) e, posteriormente, para levar o valor do ponto de conexão da usina para o centro de gravidade (2,202%). Desta forma, são obtidos os valores de geração das usinas hidrelétricas no centro de gravidade conforme Tabela 5.

	Geração (MWmed)
GH ONS	38.068
ANDE + C. I. Itaipu	1.469
GH Bruta	36.599
GH Conexão	36.008
GH Centro Grav.	35.215

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

Além da geração das usinas hidrelétrica no centro de gravidade, as gerações referentes às PCHs e às CGHs⁴ são consideradas para a expectativa de geração pertencente ao MRE. Sobre a estimativa de geração destas fontes utilizada nos modelos de otimização para o cálculo do preço é considerada o fator da Tabela 2, com o intuito de representar a geração referente as PCHs e CGHs participante do MRE. As expectativas de geração destas fontes, bem como seus valores no centro de gravidade são ilustradas na Tabela 6.

PCH e CGH (MWmed)				
Submercado	Prev. de Geração	Total	Participação no MRE	Part. MRE no Centro Grav.
Sudeste	1.330	2.381	1.555	1.553
Sul	913			
Nordeste	96			
Norte	42			

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

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.

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.

	Geração (MWmed)
GH Centro Grav.	35.215
PCH e CGH Centro Grav.	1.553
GH_{band}	36.768

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

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

Conforme apresentado na Nota Técnica nº 040/2018-SRG-SRM-SGT/ANEEL, a GF_{band} é obtida considerando uma proporção entre os valores de garantia física sazonalizada (55%) e garantia física "flat" (45%), com o intuito de refletir o risco hidrológico assumido pelas distribuidoras (consumidores cativos).

Para o cálculo das garantias físicas sazonalizada e "flat" são consideradas as informações do InfoMercado Mensal – Dados Gerais – 2018⁵, divulgado no dia 10 de julho de 2018, com a garantia física sazonalizada das usinas pertencentes ao MRE para o ano de 2018, e do Comunicado CO 039/18⁶, de 17 de janeiro de 2018, que apresenta o fator de sazonalização de garantia física utilizado para fins de MRE para o ano de 2018.

Para a garantia física sazonalizada são considerados os valores de garantia física apresentadas no InfoMercado Mensal – Dados Gerais – 2018, apenas considerando a duração (em horas) do mês, para transformação de GWh para MWmed. Além disso, são consideradas possíveis expansões de garantia física sazonalizada devido à entrada em operação comercial de novas unidades geradoras de usinas hidrelétricas. Estes valores são mostrados na Tabela 8.

Submercado	Garantia Física Sazonalizada sem expansão (GWh)	Garantia Física Sazonalizada sem expansão (MWmed)	Expansão de Garantia Física Sazonalizada (MWmed)	Garantia Física Sazonalizada (MWmed)
Sudeste	28.690	38.562	0	38.562
Sul	6.525	8.770	0	8.770
Nordeste	5.210	7.003	0	7.003
Norte	9.593	12.893	0	12.893
SIN	50.017	67.228	0	67.228

Tabela 8 – Garantia física sazonalizada

Para a garantia física "flat" são considerados os mesmos valores de garantia física sazonalizada apresentados no InfoMercado Mensal – Dados Gerais – 2018, aplicando sobre estes a proporção de sazonalização de agosto de 2018 (0,099724480929), conforme divulgado no Comunicado CO 039/18, com o intuito de obter o valor de garantia física "flat" e a transformação de GWh para MWmed. 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 9.

⁴ A expectativa da geração de PCHs e CGHs pode ser encontrada na planilha "Usinas_não_simuladas_ago18.xlsx", disponibilizada no Cadastro de Dados para Relacionamento Externo – CDRE pelo ONS.

⁵ Conforme informação disponível na "Tabela 009 - Garantia Física das Usinas Hidrelétricas do MRE Considerando Motorização - GWh (MGFIS_Hp,j)" da Aba "006 Garantia Física"

⁶ "CO - Fator de sazonalização de garantia física utilizado para fins de MRE para o ano de 2018", divulgado no site da CCEE, no espaço de Comunicados.

Submercado	Garantia Física "Flat" sem expansão (MWmed)	Expansão de Garantia Física (MWmed)	Garantia Física "Flat" (MWmed)
Sudeste	32.842	0	32.842
Sul	7.469	0	7.469
Nordeste	5.964	0	5.964
Norte	10.981	0	10.981
SIN	57.255	0	57.255

Tabela 9 – Garantia física "flat"

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 meses⁷. Os valores de expectativa das garantias físicas sazonalizada e "flat", bem como o valor da GF_{band} (a qual considera a proporção de 55% da garantia física sazonalizada e 45% da garantia física "flat") para o mês de agosto de 2018 são ilustrados na Tabela 10.

Submercado	Garantia Física Sazonalizada (MWmed)	Garantia Física "Flat" (MWmed)	GF _{band} (55% GF Sazo + 45% GF Flat) (MWmed)
Sudeste	36.937	31.458	60.097
Sul	8.400	7.154	
Nordeste	6.708	5.713	
Norte	12.350	10.518	
SIN	64.395	54.843	

Tabela 10 – Garantia Física Concebido para as Bandeiras Tarifárias

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 do PLD da primeira semana operativa do mês de agosto de 2018 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 operativa⁸. A Tabela 11 mostra as durações de cada patamar para cada semana do mês de agosto de 2018.

Patamar	Nº de Horas por Patamar nas Semanas Operativas				
	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesado	9	18	18	18	18
Médio	42	89	89	89	89
Leve	21	61	61	61	61

Tabela 11 – Número de horas de cada semana e patamar de carga para o mês de agosto de 2018

Os valores de PLD para o cálculo do PLD médio mensal são obtidos da simulação do DECOMP da revisão 0 de agosto de 2018 do cálculo do PLD, o mesmo que estabelece o PLD da primeira semana operativa do mês, e a expectativa deste para as próximas semanas⁹. Estes valores de expectativa de PLD para cada semana são apresentados na Tabela 12.

Subm.	Patamar	PLD (R\$/MWh)					PLDmédio
		Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	
Sudeste	Pesado	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18
	Médio	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	
	Leve	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	
Sul	Pesado	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18
	Médio	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	
	Leve	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	
Nord.	Pesado	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18
	Médio	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	
	Leve	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	
Norte	Pesado	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18
	Médio	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	
	Leve	505,18	505,18	505,18	505,18	505,18	

Tabela 12 – PLD da primeira semana e expectativa de PLD para as demais semanas do mês

Os valores de carga prevista para cada semana¹⁰, que são utilizados no cálculo da carga média mensal de cada submercado para ponderar o PLD médio mensal de cada submercado, são apresentados na Tabela 13.

Subm.	Patamar	CARGA (MWmed)					Carga Média
		Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	
Sudeste	Pesado	45.344	45.501	45.541	45.450	45.551	38.324
	Médio	40.996	41.348	41.384	41.528	41.620	
	Leve	31.186	31.362	31.389	31.604	31.674	
Sul	Pesado	13.162	13.165	13.127	13.136	13.148	11.111
	Médio	12.292	12.366	12.330	12.340	12.352	
	Leve	8.657	8.627	8.602	8.662	8.670	
Nord.	Pesado	11.138	11.272	11.280	11.258	11.271	10.351
	Médio	10.821	10.921	10.930	10.972	10.985	
	Leve	9.183	9.195	9.202	9.182	9.193	
Norte	Pesado	5.500	5.636	5.787	5.787	5.715	5.465
	Médio	5.432	5.525	5.674	5.665	5.595	
	Leve	5.076	5.131	5.269	5.244	5.179	

Tabela 13 – Expectativa de carga para cada semana do mês

Desta forma, a Tabela 14 ilustra o $PLD_{gatilho}$ de agosto de 2018:

$PLD_{gatilho}$ (R\$/MWh)	Agosto de 2018

Tabela 14 – PLD médio mensal

⁷ Conforme informação disponível na "Tabela 009 - Garantia física sazonalizada e fatores de ajuste" da Aba "002 MRE"

⁸ Conforme informação disponível na planilha "SITE - AAC002 - Patamares Consolidados por Semana e Mês 2018", disponível no conteúdo exclusivo do site da CCEE, no espaço de preços ou contabilização.

⁹ O PLD da primeira semana operativa e a expectativa das próximas semanas são obtidos considerando os valores de custo marginal de operação disponíveis no

arquivo "cmdeco.rv0", da CCEE, limitados pelos valores mínimos e máximos do PLD vigente, obtido da execução do modelo DECOMP da primeira semana operativa do cálculo do PLD.

¹⁰ 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 Agosto de 2018

Para agosto de 2018, os valores considerados para cada variável estão ilustrados na Tabela 15:

Variável	Valor
PLD_{max} (R\$/MWh)	505,18
PLD_{min} (R\$/MWh)	40,16
GH_{band} (MWmed)	36.768
GF_{band} (MWmed)	60.097
GSF_{band}	0,61
$PLD_{gatilho}$ (R\$/MWh)	505,18

Tabela 15 – Valores das Variáveis para definição da Bandeira Tarifária

Considerando os valores para agosto de 2018, podemos observar as faixas para acionamento das bandeiras tarifárias, após aplicar o cálculo do $PLD_{liminf.pat}$ e $PLD_{limsup.pat}$. A Tabela 16 apresenta os limites de PLD para o acionamento das bandeiras tarifárias:

Cor da Bandeira	Gatilho
Verde	–
Amarela	$R\$ 40,16/MWh < PLD_{gatilho} \leq R\$ 64,67/MWh$
Vermelha 1	$R\$ 64,67/MWh < PLD_{gatilho} \leq R\$ 113,13/MWh$
Vermelha 2	$R\$ 113,13/MWh < PLD_{gatilho} \leq R\$ 505,18/MWh$

Tabela 16 – Limites para acionamento das bandeiras tarifárias

Com base nas informações apresentadas e enviadas à ANEEL, a Agência divulgou no dia 27 de julho de 2018 a cor da bandeira tarifária do mês de agosto de 2018, conforme mostrado na tabela 17.

Cor da Bandeira Tarifária	
Agosto de 2018	Bandeira Vermelha 2

Tabela 17 – Cor da Bandeira Tarifária de Agosto de 2018

Nota 1: Cabe destacar que o cálculo do $PLD_{liminf.pat}$ e $PLD_{limsup.pat}$ consideram os valores apresentados na Tabela 3 da NT nº 040/2018-SRG-SRM-SGT/ANEEL, e apresentam os mesmos valores que podem ser observados no ANEXO I – Ábaco de Acionamento das Bandeiras Tarifárias, dado que 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.