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 – SIN[1].

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}.

A partir de 1º de abril de 2024, através da REH 3.306/2024 e da REN 1.084/2024, a ANEEL estabeleceu novas faixas de acionamento e adicionais das bandeiras tarifárias, no que se refere a ocorrência de despacho termelétrico por razões de segurança energética, definido fora da ordem de mérito econômico pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

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 novembro de 2026 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 (uma versão mais recente do Ábaco de Acionamento das Bandeiras Tarifárias pode ser encontrada no Anexo I da Resolução Homologatória ANEEL 3.306/2024):

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

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

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	$PLD_{liminf_vermelho1} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{limsup_vermelho1}$
Vermelha 2	$PLD_{liminf_vermelho2} < PLD_{gatilho} \leq PLD_{max}$

Para as situações específicas de despacho termelétrico definido fora da ordem de mérito econômico, Geração Fora da Ordem de Mérito – GFOM, são considerados o acionamento composto conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Faixas de acionamento específico para situações de despacho termelétrico definido fora da ordem de mérito econômico

Acionamento Original	Despacho Térmico Total [MWm]	Acionamento Composto	Adicional [R$/MWh]
Verde	≤ 6962	Verde	0,00
	$> 6962\ e \leq 11362$	Amarela	18,85
	47.682	Vermelha 1	44,63
	52.932	Vermelha 2	78,77
Amarela	0,90	Amarela	18,85
	57,31	Vermelha 1	44,63
	$> 12162\ e \leq 16562$	Vermelha 2	78,77
Vermelha 1	≤ 11462	Vermelha 1	44,63
	$> 11462\ e \leq 14262$	Vermelha 2	78,77
Vermelha 2	≤ 11762	Vermelha 2	78,77

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 novembro de 2026.

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 2025 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 3.

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

Tabela 3 – Fatores Aplicados à Geração Com Base na Média de 2025

Fatores Aplicados à Geração Com Base na Média de 2025	
Perda de Geração Hidráulica (Bruta p/ Conexão)	1,283%
Perda de Geração Hidráulica (Conexão p/ Centro de Gravidade)	2,454%
Participação de PCH e CGH no MRE	61,153%
Perda de PCH e CGH (Conexão p/ Centro de Gravidade)	0,063%

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 novembro de 2026 e são ilustradas na Tabela 4, ressaltamos que os valores de geração hidráulica são resultados da execução do modelo DECOMP da revisão 0 do Programa Mensal da Operação[2].

Tabela 4 – Geração Média Mensal com Segurança Energética

Geração Média Mensal Com Segurança Energética do SIN				
Por Patamar (MWh)			Total	
Pesada	Média	Leve	(MWh)	(MWmed)
7.644.924	16.370.477	12.838.276	36.853.677	51.186

É descontada da geração hidrelétrica apresentada na Tabela 4, 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 ONS[3], cujo somatório é apresentado na Tabela 5.

Tabela 5 – Previsão de Geração de Itaipu para Atendimento da Carga do Paraguai e Consumo Interno da Usina

	Geração (MWmed)
ANDE + C. I. Itaipu	3.750

Após a obtenção da geração hidrelétrica descontados os valores de ANDE e consumo interno da UHE Itaipu, são aplicados os fatores apresentados na Tabela 3, com a finalidade de levar a geração hidráulica bruta para o ponto de conexão da usina e, posteriormente, para levar o valor do ponto de conexão da usina para o centro de gravidade. Desta forma, são obtidos os valores de geração das usinas hidrelétricas no centro de gravidade conforme Tabela 6.

Tabela 6 – Previsão de Geração das Usinas Hidrelétricas no Centro de Gravidade

	Geração (MWmed)
GH ONS	51.186
ANDE + C. I. Itaipu	3.750
GH Bruta	47.436
GH Conexão	46.827
GH Centro Grav.	45.678

Além da geração das usinas hidrelétrica no centro de gravidade, são considerados os fatores da Tabela 3, com o intuito de representar a geração referente às PCHs e às CGHs[4] 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 7.

Tabela 7 – 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	1.806	3.280	2.006	2.004
Sul	1.270			
Nordeste	75			
Norte	128			

A previsão de geração hidráulica total do MRE (GH_{band}) para o acionamento da Bandeira Tarifária no centro de gravidade é mostrada na Tabela 8.

Tabela 8 – Previsão de Geração Hidráulica do MRE no Centro de Gravidade

	Geração (MWmed)
GH Centro Grav.	45.678
PCH e CGH Centro Grav.	2.004
GH_{band}	47.682

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 novembro de 2026 são considerados os valores de garantia física sazonalizada apresentados no InfoMercado - Dados Abertos[5], aplicando sobre estes a proporção de sazonalização de novembro de 2026 (0,091404302864), conforme divulgado no conforme divulgado no Comunicado nº 054/26, de 22 de janeiro de 2026, 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 9.

Tabela 9 – Garantia física "flat"

Submercado	Garantia Física Sazonalizada sem expansão (MWmed)	Garantia Física "Flat" sem expansão	Expansão de Garantia Física (MWmed)
Sudeste	35.615	32.026	0
Sul	8.845	7.954	0
Nordeste	5.580	5.017	0
Norte	11.411	10.261	0
SIN	61.452	55.258	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 meses[6]. Os valores de expectativa da garantia física "flat", que é o valor da GF_{band}, para o mês de novembro de 2026 são ilustrados na Tabela 10.

Tabela 10 – Garantia Física Concebido para as Bandeiras Tarifárias

Submercado	Garantia Física "Flat" (MWmed)	Garantia Física "Flat" deduzida as perdas (MWmed)	GF_{band} (MWmed)
Sudeste	32.026	30.678	52.932
Sul	7.954	7.619	
Nordeste	5.017	4.806	
Norte	10.261	9.829	
SIN	55.258	52.932	

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 novembro de 2026 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 operativa[7] para o mês civil. A Tabela 11 mostra as durações de cada patamar para cada semana do mês de novembro de 2026.

[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_nov26.xlsx", disponibilizada no SINtegre pelo ONS.

[5] Conjunto de dados "GARANTIA_FISICA_SAZO_SUBMERCADO", coluna "GF_SAZO_ USINAS_MRE_MOTORIZADA", atualizado em 01 de outubro de 2026

[6] Disponível no conjunto de dados "MRE_MENSAL", coluna "FATOR_REDUCAO_ ACUMULADO" disponível até o mês de agosto de 2026

[7] Conforme disponível na planilha "Patamares Consolidados por Semana e Mês", disponível no site da CCEE > Documentos > Acervo CCEE > Buscar "Patamares de Carga"

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.

Tabela 11 – Número de horas de cada semana e patamar de carga para o mês de novembro de 2026

Patamar	Nº de Horas por Patamar nas Semanas Operativas				
	Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5
Pesado	24	30	24	30	6
Médio	62	74	69	74	26
Leve	58	64	75	64	40
Total	144	168	168	168	72

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 novembro de 2026 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 semanas[8]. Estes valores de expectativa de PLD para cada semana são apresentados na Tabela 12.

Tabela 12 – Resultado da Função de Custo Futuro do DECOMP para a primeira semana de novembro 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	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31
	Médio	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	
	Leve	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	
Sul	Pesado	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31
	Médio	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	
	Leve	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	
Nord.	Pesado	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31
	Médio	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	
	Leve	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	
Norte	Pesado	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31
	Médio	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	
	Leve	57,31	57,31	57,31	57,31	57,31	

Os valores de carga prevista para cada semana[9], utilizados no cálculo da carga média mensal de cada submercado para ponderar o PLD médio mensal de cada submercado, são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Expectativa de carga para cada semana e patamar e a média mensal de novembro de 2026 por submercado

Subm.	Patamar	CARGA (MWmed)					Carga Média
		Sem 1	Sem 2	Sem 3	Sem 4	Sem 5	
Sudeste	Pesado	50.937	52.132	52.346	53.660	53.543	47.630
	Médio	49.386	50.895	50.349	52.246	52.049	
	Leve	41.589	41.845	43.026	42.992	43.238	
Sul	Pesado	15.025	15.630	15.397	16.375	16.554	14.254
	Médio	14.832	15.702	15.046	16.341	16.595	
	Leve	11.930	12.059	12.350	12.572	12.952	
Nord.	Pesado	15.670	15.502	15.388	15.731	15.756	15.585
	Médio	16.699	16.770	16.442	16.982	16.832	
	Leve	14.540	14.226	14.436	14.414	14.502	
Norte	Pesado	9.905	9.931	9.791	9.900	9.790	9.724
	Médio	10.161	10.260	10.094	10.230	10.156	
	Leve	9.224	9.203	9.202	9.175	9.176	

Desta forma, a Tabela 14 ilustra o $PLD_{gatilho}$ de novembro de 2026:

Tabela 14 – PLD gatilho de novembro de 2026

	novembro de 2026
$PLD_{gatilho}$ (R$/MWh)	57,31

Definição da Bandeira Tarifária de novembro de 2026

Para novembro de 2026, os valores considerados para cada variável estão ilustrados na Tabela 15:

Tabela 15 – Valores das Variáveis para definição da Bandeira Tarifária

Variável	Valor
$PLD_{max_estrutural}\ (R\$/MWh)$	758,27
$PLD_{min}\ (R\$/MWh)$	57,31
$GH_{band}\ (MWmed)$	47.682
$GF_{band}\ (MWmed)$	52.932
GSF_{band}	0,90
$PLD_{gatilho}(R\$/MWh)$	57,31
$GFOM\ (MWmed)$	0

Considerando os valores para novembro de 2026, 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:

Tabela 16 – Limites para acionamento das bandeiras tarifárias

Cor da Bandeira	Gatilho
Verde	$R\$\,57{,}31/MWh <= PLD <= R\$\,274{,}8/MWh$
Amarela	$R\$\,274{,}81/MWh < PLD <= R\$\,689{,}92/MWh$
Vermelha 1	$R\$\,689{,}93/MWh < PLD <= R\$\,785{,}27/MWh$
Vermelha 2	$R\$\,785{,}28/MWh < PLD <= R\$\,785{,}27/MWh$

Com base nas informações apresentadas e enviadas à ANEEL, a Agência divulgou no dia 30 de outubro de 2026 a cor da bandeira tarifária do mês de novembro de 2026, conforme mostrado na Tabela 17.

Tabela 17 – Cor da Bandeira Tarifária de novembro de 2026

Cor da Bandeira Tarifária	
novembro de 2026	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.

[8] 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.

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

O conteúdo desta publicação foi produzido pela CCEE com base em dados e informações de conhecimento público. É de responsabilidade exclusiva dos agentes e demais interessados a obtenção de outros dados e informações, a realização de análises, estudos e avaliações para fins de tomada de decisões, definição de estratégias de atuação, assunção de compromissos e obrigações e quaisquer outras finalidades, em qualquer tempo e sob qualquer condição. É proibida a reprodução ou utilização total ou parcial do presente sem a identificação da fonte.