

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

PROPOSTA DE UMA NOVA ENGENHARIA REGULATÓRIA A SER APLICADA AO SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS

**WEBER RAMOS RIBEIRO FILHO(1); FELLIPE FERNANDES GOULART DOS SANTOS(2)
CEMIG(1); CEMIG GERACAO E TRANSMISSAO S.A(2)**

RESUMO

A concepção do Sistema de Bandeiras Tarifárias representou um grande avanço na forma como é feita a sinalização dos custos de geração de energia elétrica aos consumidores finais. Todavia, a arquitetura deste instrumento regulatório, na forma como esta desenhada hoje, tem gerado problemas de descasamento de fluxos financeiros que irão se refletir em um “retardamento” na sinalização econômica emitida aos consumidores, ao comprometimento do fluxo de caixa das distribuidoras, e ao repasse de encargos financeiros aos consumidores no próximo processo tarifário. Propor uma nova engenharia regulatória para contornar estes problemas é o objetivo deste ensaio.

PALAVRAS-CHAVE

Setor Elétrico Brasileiro, Sistema de Bandeiras Tarifárias, Engenharia Regulatória, Tarifas de Energia Elétrica

1.0 INTRODUÇÃO

Numa economia de mercado cabe ao sistema de preços o papel de promover a sinalização econômica necessária para que os agentes tomem suas decisões de forma racional e otimizada. E isto se dá tanto do lado dos consumidores, que tendem a reduzir a quantidade demandada quando os preços sobem e aumentá-la quando os preços caem, quanto do lado dos produtores, que se comportam em sentido inverso.

Por outro lado, em setores fortemente regulados como o de energia elétrica, a atuação do sistema de preços acaba sendo limitada pela existência de condicionantes mercadológicas, contratuais e regulatórias que regem o processo de definição das tarifas. De forma mais específica, no setor de distribuição de energia elétrica, a necessidade de se definir a tarifa de forma exógena e com periodicidade fixa, acaba levando a algumas distorções na sinalização econômica, as quais não estariam presentes em um mercado concorrencial clássico.

A situação delineada acima fica fácil de ser observada quando se analisa o esquema de repasse dos custos das distribuidoras com a compra de energia elétrica para atendimento aos consumidores finais. Pelo modelo atual, as distribuidoras têm reconhecido em suas tarifas um valor médio esperado dos custos com compra de energia (Pmix) que é definido em função de seu portfólio de contratos. Todavia, como o efetivo dispêndio das distribuidoras com os contratos de energia dependerá das reais condições de despacho no Sistema Interligado Nacional – SIN, poderá haver, e tem havido de forma recorrente, um descasamento entre os valores reconhecidos nas tarifas dos consumidores e aqueles efetivamente pagos pelas distribuidoras pela energia contratada. Este descasamento de valores, por sua vez, irá se refletir em um “retardamento” na sinalização econômica emitida ao consumidor, ao comprometimento do fluxo de caixa das distribuidoras, e ao repasse de encargos financeiros aos consumidores no próximo processo tarifário¹.

Diante deste cenário, o Sistema de Bandeiras Tarifárias inaugurado em 2015, tem atuado como engenhoso mecanismo regulatório para se enfrentar o problema da adequada sinalização econômica e, também, mesmo que de forma secundária, o problema do descasamento entre os custos efetivos da geração de energia elétrica e os valores reconhecidos nas tarifas. E é justamente neste ponto que o presente ensaio se debruça. Busca-se primeiro demonstrar, de forma simples e mensurável, como e porque a metodologia atualmente empregada no gatilho do Sistema de Bandeiras Tarifárias vem falhando em garantir a adequada sinalização econômica aos consumidores de energia elétrica ao mesmo tempo que promove prejuízos à saúde financeira das distribuidoras.

Uma vez diagnosticadas as deficiências da metodologia atual, o ensaio passa então a apresentar uma nova engenharia regulatória para o Sistema de Bandeiras Tarifárias que assegure tanto a tempestividade na sinalização

¹ A este respeito, nota-se que ao longo dos últimos anos este descasamento foi se tornando cada vez mais acentuado devido ao aumento da incerteza dos preços de curto prazo, do despacho (aumento da participação das usinas térmicas e das fontes intermitentes como a eólica e a solar na matriz energética do país) e principalmente aos novos contratos de Cotas de Garantia Física que acabaram por alocar o risco hidrológico no consumidor.

econômica emitida ao consumidor, quanto o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras. Este é, portanto, o principal objetivo deste estudo.

2.0 SISTEMA DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS: ASPECTOS HISTÓRICOS E METOLOGIA ATUAL

O Sistema de Bandeiras Tarifárias foi inicialmente concebido no âmbito das discussões da Audiência Pública nº 120/2010 a qual teve como objeto “Obter subsídios e informações adicionais referentes à alteração da Estrutura Tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil²”. O motivo para a criação deste mecanismo regulatório (Sistema de Bandeiras Tarifárias) surge da necessidade de atualização do sinal econômico da Tarifa de Energia (TE) de modo a adequá-lo ao novo panorama legal e regulatório do setor elétrico nacional. Neste sentido, a Nota Técnica n.º 363/2010–SRE/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010 aponta que:

65. Conforme demonstrado anteriormente, o atual sinal horário e sazonal utilizado na Tarifa de Energia provém da década de 1980, e desde então o setor elétrico brasileiro passou por alterações significativas. Quando da elaboração dos estudos, o setor era caracterizado pela verticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição. Além disso, as tarifas eram equalizadas em todo território nacional, de forma que todos os consumidores da mesma classe de consumo eram faturados com tarifas idênticas, sendo estas definidas com base no regime de regulação pelo custo do serviço.

66. Atualmente o regime regulatório é o price cap, com tarifas distintas em cada área de concessão. Houve os processos de desverticalização das atividades de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, além das privatizações e o realinhamento tarifário, ocorrido a partir de 2003 (...). Nesse sentido, conforme se verá adiante, o que se pretende agora é atualizar o sinal econômico da TE dado essas e outras alterações ocorridas no setor.

67. Para isso, a abordagem será dividida da seguinte forma: primeiramente será apresentada a proposta de adequação do sinal tarifário seco e úmido da década de 1980 à realidade do setor, por meio de “bandeiras tarifárias”, apresentando os benefícios esperados, posteriormente trata-se a questão do sinal ponta e fora ponta da TE.

Assim, conforme pode ser depreendido do texto acima, as Bandeiras Tarifárias surgem como instrumento de adequação do sinal tarifário seco e úmido da década de 1980 à nova realidade legal e institucional do setor elétrico brasileiro. De forma mais específica, o que se busca com a adequação do sinal tarifário na Tarifa de Energia (TE) “é repassar ao consumidor cativo um incentivo que reflita os custos atuais da geração de energia, por meio de sinal econômico de curto prazo. Com isso, espera-se dar mais transparência aos consumidores de forma a permitir um melhor gerenciamento da sua carga dado os custos presentes de geração³”.

Por esta perspectiva, torna-se claro que um dos motivadores para se considerar um sinal de curto prazo na TE é justamente permitir que o consumidor do ambiente cativo perceba o custo da energia de forma mais tempestiva, ou seja, o mais próximo possível do momento em que ele ocorrer. Assim, visando atender a este objetivo, foi então proposta uma metodologia para o Sistema de Bandeiras Tarifárias que estabelecia três patamares de bandeiras tarifárias (verde, amarelo e vermelho) as quais passariam a vigorar em função de um gatilho de acionamento que levava em conta tanto o valor do Encargo de Serviços do Sistema (ESS-SE) quanto o valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)⁴.

Desde então, devido as várias mudanças ocorridas no arcabouço regulatório do setor elétrico⁵, a metodologia do Sistema Bandeiras Tarifárias passou por diversos aprimoramentos até culminar na metodologia atual. Nesta metodologia, optou-se por adotar quatro patamares de Bandeiras Tarifárias (Verde, Amarela, Vermelha 1 e Vermelha

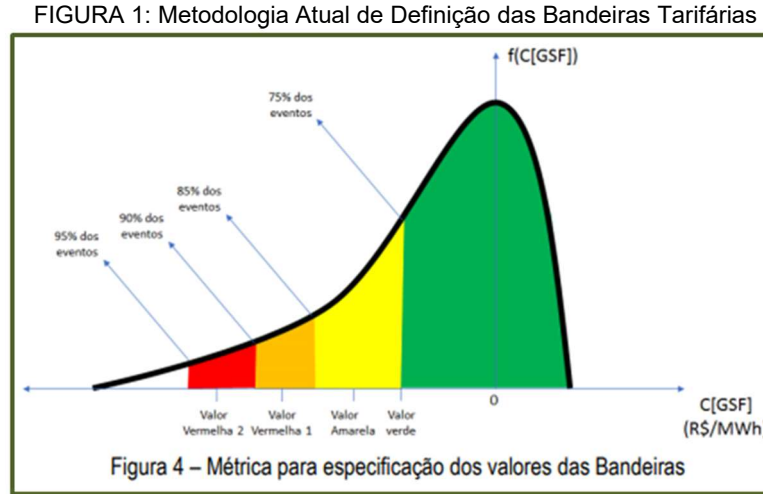
² Embora estas discussões tenham se iniciado ainda em 2010 a efetiva aplicação das Bandeiras Tarifárias iniciou-se somente em 2015.

³ Nota Técnica n.º 363/2010–SRE/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010.

⁴ “Isso se dará por meio da criação de três bandeiras tarifárias: verde, amarela e vermelha, cujo acionamento dependerá dos valores do PLD e ESS_SE - ESS por Segurança Energética. A bandeira tarifária verde caracteriza-se pela tarifa de energia sem a incidência de ESS_SE. A bandeira tarifária amarela corresponde a um aumento de R\$ 15,00/MWh sobre a tarifa da bandeira verde e a bandeira tarifária vermelha considera uma elevação de R\$ 30,00/MWh sobre a bandeira tarifária verde”. (Nota Técnica n.º 363/2010–SRE/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010)

⁵ Dentre estas mudanças destaca-se a inauguração do regime de Cotas para aquelas usinas hidrelétricas que passaram por processo de renovação das concessões. Neste novo regime optou-se por alocar o risco hidrológico no comprador o que levou ao aumento da incerteza dos custos de compra de energia efetivamente incorridos pelas distribuidoras entre dois processos tarifários subsequentes.

2) os quais são estabelecidos em função de uma curva de distribuição de probabilidades tal como mostrado na Figura 1 a seguir:



Pela observação da Figura 1 é possível notar que o valor de cada patamar das Bandeiras Tarifárias passou a ser definido a partir de uma função de distribuição acumulada de probabilidades de uma variável denominada Custo do GSF⁶ conforme descrito a seguir:

- i)- Bandeira Tarifária Verde: quantil estatístico da FDA associado à probabilidade de 75%.
- ii)- Bandeira Tarifária Amarela: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 75% e 85%.
- iii)- Bandeira Tarifária Vermelho 1: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 85% e 90%.
- iv)- Bandeira Tarifária Vermelho 2: valor médio amostral da FDA compreendido entre os quantis 90% e 95%.

Quanto aos gatilhos de acionamento de cada Bandeira Tarifária, a metodologia atual estabeleceu uma variável denominada $PLD_{Gatilho}$ obtido mediante ponderação da projeção do PLD médio mensal de cada submercado pela sua respectiva participação na carga total do SIN. Este $PLD_{Gatilho}$ será então comparado com os $PLD_{Limites}$ (superior e inferior) de cada Bandeira Tarifária os quais são definidos conforme as Equações 1 e 2 mostradas a seguir⁷.

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

$$PLD_{Limsup_pat} = \min \left[PLD_{max}, \max \left[PLD_{min}, \frac{LimSupPat}{\left(1 - \left(\frac{GH_{band}}{GF_{band}} \right) \right)} \right] \right] \quad (2)$$

Onde:

PLD_{max} : Valor máximo de PLD definido segundo regulação da ANEEL;
 PLD_{min} : Valor mínimo de PLD definido segundo regulação da ANEEL;
 PLD_{liminf_pat} : Referência inferior de PLD médio mensal para o respectivo patamar de Bandeira Tarifária;
 PLD_{limsup_pat} : Referência superior de PLD médio mensal para o respectivo patamar de Bandeira Tarifária;
 GH_{band} : previsão de geração hidráulica total do MRE sinalizada no PMO, ajustada pelos fatores de redução da CCEE;
 GF_{band} : valor de garantia física concebido para as Bandeiras Tarifárias;
 $LimInfPat$: limite inferior do correspondente patamar de Bandeira Tarifária; e
 $LimSupPat$: limite superior do correspondente patamar de Bandeira Tarifária.

⁶ Conforme será demonstrado posteriormente esta variável envolve custos de diversas naturezas.

⁷ Os valores do Lim_{infPat} e do Lim_{supPat} correspondem aos valores limites de cada bandeira conforme explicitado na Figura 1 mostrada anteriormente.

Uma vez estabelecidos os limites de cada faixa, é possível definir estabelecer qual a cor da Bandeira Tarifária será aplicada em função do valor de PLD e GSF_{Band} projetados para o mês em questão, tal como ilustrado na Figura 2 apresentada abaixo.

FIGURA 2: Ábaco de Acionamento das Bandeiras Tarifárias

GSF Band	Verde		Amarela		Vermelha 1		Vermelha 2	
	PLD		PLD		PLD		PLD	
0.99	49,77	583,88						
0.98	49,77	583,88						
0.97	49,77	583,88						
0.96	49,77	583,88						
0.95	49,77	518,20	518,21	583,88				
0.94	49,77	431,83	431,84	583,88				
0.93	49,77	370,14	370,15	583,88				
0.92	49,77	323,88	323,89	583,88				
0.91	49,77	287,89	287,90	583,88				
0.90	49,77	259,10	259,11	583,88				
0.89	49,77	235,55	235,56	569,55	569,56	583,88		
0.88	49,77	215,92	215,93	522,08	522,09	583,88		
0.87	49,77	199,31	199,32	481,92	481,93	583,88		
0.86	49,77	185,07	185,08	447,50	447,51	583,43	583,44	583,88
0.85	49,77	172,73	172,74	417,67	417,68	544,53	544,54	583,88
0.84	49,77	161,94	161,95	391,56	391,57	510,50	510,51	583,88
0.83	49,77	152,41	152,42	368,53	368,54	480,47	480,48	583,88
0.82	49,77	143,94	143,95	348,06	348,07	453,78	453,79	583,88
0.81	49,77	136,37	136,38	329,74	329,75	429,89	429,90	583,88
0.80	49,77	129,55	129,56	313,25	313,26	408,40	408,41	583,88
0.79	49,77	123,38	123,39	298,33	298,34	388,95	388,96	583,88
0.78	49,77	117,77	117,78	284,77	284,78	371,27	371,28	583,88
0.77	49,77	112,65	112,66	272,39	272,40	355,13	355,14	583,88
0.76	49,77	107,96	107,97	261,04	261,05	340,33	340,34	583,88
0.75	49,77	103,64	103,65	250,60	250,61	326,72	326,73	583,88
0.74	49,77	99,65	99,66	240,96	240,97	314,15	314,16	583,88
0.73	49,77	95,96	95,97	232,04	232,05	302,52	302,53	583,88
0.72	49,77	92,54	92,55	223,75	223,76	291,71	291,72	583,88
0.71	49,77	89,34	89,35	216,03	216,04	281,66	281,67	583,88
0.70	49,77	86,37	86,38	208,83	208,84	272,27	272,28	583,88
0.69	49,77	83,58	83,59	202,10	202,11	263,48	263,49	583,88
0.68	49,77	80,97	80,98	195,78	195,79	255,25	255,26	583,88
0.67	49,77	78,52	78,53	189,85	189,86	247,52	247,53	583,88
0.66	49,77	76,21	76,22	184,26	184,27	240,24	240,25	583,88
0.65	49,77	74,03	74,04	179,00	179,01	233,37	233,38	583,88
0.64	49,77	71,97	71,98	174,03	174,04	226,89	226,90	583,88
0.63	49,77	70,03	70,04	169,32	169,33	220,76	220,77	583,88
0.62	49,77	68,18	68,19	164,87	164,88	214,95	214,96	583,88
0.61	49,77	66,44	66,45	160,64	160,65	209,44	209,45	583,88
0.60	49,77	64,78	64,79	156,63	156,64	204,20	204,21	583,88

Uma vez conhecidos os objetivos e o desenho regulatório do Sistema de Bandeira Tarifárias, não é difícil perceber que este instrumento utiliza uma modelagem estatística para tentar estimar, com uma certa antecedência⁸, as condições do despacho no Sistema Interligado Nacional e as despesas futuras das distribuidoras com a compra de energia. Todavia, devido à grande diversidade nos portfólios de contratos das distribuidoras e à forte participação de fatores climáticos no custo do despacho, os desvios dos valores estimados em relação aos valores efetivamente praticados podem se mostrar bastante recorrentes e impactantes⁹.

Como consequência, esses desvios de previsão acabam levando ao descasamento entre valores recebidos dos consumidores e as despesas efetivamente incorridas pelas distribuidoras com aqueles itens de custo que deveriam ser cobertos pelas bandeiras tarifárias. Esse descasamento, por sua vez, acaba dando origem a quatro outros problemas descritos a seguir:

i)- Comprometimento do Fluxo de Caixa das Distribuidoras: caso a cobertura tarifária (tarifa de energia mais bandeira tarifária) seja inferior aos custos com aquisição de energia, o fluxo de caixa das distribuidoras torna-se prejudicado sendo necessário uma fonte adicional de recursos para arcar com estas diferenças. Via de regra, estes recursos são obtidos junto ao mercado financeiro através de endividamento.

ii)- Pagamento de encargos financeiros (juros) pelos consumidores: toda a diferença entre os custos efetivamente praticados e os custos reconhecidos na tarifa das distribuidoras para compra de energia (incluindo a parcela das bandeiras tarifárias) é atualizada monetariamente pela Taxa Selic e o custo destes encargos são repassados ao consumidor. Neste cenário, os juros relativos à remuneração desta diferença de valores acabam de sendo arcados pelos consumidores de forma compulsória.

iii)- Intempestividade na sinalização econômica: sempre que houver um descasamento no tempo entre os custos reais de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras e os valores reconhecidos na tarifa dos consumidores (TE + Bandeiras Tarifárias), haverá também um retardamento na sinalização econômica emitida pelo mecanismo de preços. Ressalta-se que os valores recolhidos podem ser a maior ou a menor, mas em ambos os casos somente serão compensados no próximo processo de reposicionamento tarifário.

⁸ Na prática, as Bandeiras Tarifárias são definidas em base mensal. Essa definição é feita toda última sexta feira do mês e é válida do primeiro ao último dia do mês seguinte.

⁹ Estes desvios se mostram evidentes quando se observa o peso da CVA Energia nos reajustes tarifários das distribuidoras. Adicionalmente, a necessidade de se estabelecer de uma Bandeira de Escassez Hídrica em Setembro de 2021 também ilustra a magnitude dos desvios entre o que se arrecada e o que se paga através do Sistema de Bandeiras Tarifárias.

iv)- Desgaste na imagem do Regulador: os valores não cobertos pela tarifa de energia e pelas bandeiras tarifárias acabam sendo represados e posteriormente repassados na tarifa dos consumidores no próximo processo de reposicionamento tarifário (Reajusto ou Revisão). Não raro, este procedimento tem levado as tarifas de energia elétrica a aumentarem muito acima da inflação gerando um descontentamento dos consumidores e um consequente desgaste na imagem da ANEEL uma vez que ela é a entidade responsável pela homologação das tarifas.

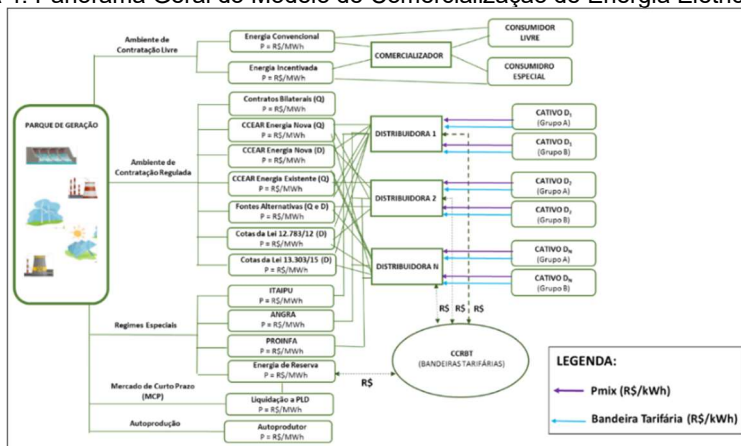
Diagnosticados os problemas inerentes à atual metodologia adotada pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias, mostra-se oportuno a concepção de alguns aprimoramentos regulatórios que poderiam mitigar, ou até mesmo eliminar, as inconsistências elencadas anteriormente. Estes aprimoramentos são apresentados na seção seguinte.

3.0 UMA NOVA FORMA DE ACIONAR AS BANDEIRAS TARIFÁRIAS: PROPOSTA DE APRIMORAMENTO METODOLÓGICO

A concepção do Sistema de Bandeiras Tarifárias mostrou-se bastante engenhosa e representou um grande avanço na forma como é feita a sinalização e o repasse dos custos de geração de energia elétrica. Todavia, conforme demonstrado na seção anterior, a forma como este instrumento regulatório (Sistema de Bandeiras Tarifárias) está estruturado tem gerado problemas que poderiam ser evitados caso sejam adotados alguns aprimoramentos metodológicos.

Para melhor compreender como estes aprimoramentos metodológicos atuam, considere a Figura 4 mostrada a seguir que ilustra como o Sistema de Bandeiras Tarifárias se integra ao modelo de comercialização de energia elétrica brasileiro.

FIGURA 4: Panorama Geral do Modelo de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil



Pela análise da Figura é possível notar que as distribuidoras possuem um portfólio que inclui diversas modalidades de contratos de compra de energia elétrica cujos preços serão repassados aos consumidores de acordo com parâmetros definidos em legislação específica, dando origem ao chamado Pmix¹⁰. Já no que tange aos custos de geração a serem cobertos pelas Bandeiras Tarifárias, os mesmos estão estabelecidos e detalhados no Submódulo 6.8 do PRORET e são transcritos abaixo¹¹:

- Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na Modalidade por Disponibilidade – CCEAR-D;
- Exposição ao mercado de curto prazo por insuficiência contratual em relação à carga realizada;
- Encargo de Serviços do Sistema – ESS decorrentes das usinas despachadas fora da ordem de mérito e por ordem de mérito com Custo Variável Unitário – CVU acima do valor-teto do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD;

¹⁰ O Pmix corresponde ao valor a ser repassado na tarifa dos consumidores para cobertura dos custos de geração e é definido de forma independente para cada distribuidora nos processos tarifários (reajuste e revisão). Grosso modo, ele corresponde ao preço médio, em R\$/MWh, do portfólio de contratos mantido por cada distribuidora. A soma do Pmix com outros itens de custo (Encargos, Perdas etc) dá origem à Tarifa de Energia (TE).

¹¹ Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019845_Proret_Submod_6_8_V7.pdf

- d) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE – das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas, de que trata o art. 1º da Lei nº 12.783, de 2013 (Risco Hidrológico das Cotas);
- e) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada das usinas hidrelétricas no âmbito do MRE, cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco Hidrológico em conformidade com a Resolução nº 684, de 11 de dezembro de 2015 (Risco Hidrológico dos CCEARs); e
- f) Exposição ao mercado de curto prazo decorrente de insuficiência de geração alocada no âmbito do MRE de Itaipu Binacional (Risco Hidrológico de Itaipu), bem como o correspondente alívio de exposições à diferença de preços entre submercados.

Estes custos deverão arcados usando as receitas arrecadadas através das Bandeiras Tarifárias e a operacionalização dos pagamentos é feita mediante a Conta Centralizadora de Recursos das Bandeiras Tarifárias - CCRTB. Esta conta gera um fluxo financeiro bidirecional que envia recursos para as distribuidoras credoras e recebe dinheiro das distribuidoras devedoras promovendo o compartilhamento das despesas daqueles itens cobertos pelas Bandeiras Tarifárias entre todos os consumidores do ACR.

Uma vez explicitados a dinâmica de funcionamento do Sistema de Bandeiras Tarifárias e a forma como ele se integra ao modelo de comercialização de energia elétrica, passa-se a apresentar uma sugestão de aprimoramento regulatório que consiste em alterar as variáveis utilizadas na construção do gatilho de acionamento das Bandeiras Tarifárias. A proposta é que seja utilizado como gatilho o Déficit de Referência da CCRBT (DR_{CCRBT}) o qual é facilmente obtido através da Equação 3 mostrada abaixo:

$$DR_{CCRBT} = \frac{SA_{CCRBT} + DP_{CCRBT}}{MR_{CCRBT}} \quad (3)$$

Onde:

DR_{CCRBT} = Déficit de Referência da CCRTB (R\$/MWh);

SA_{CCRBT} = Saldo Acumulado da CCRTB (R\$);

DP_{CCRBT} = Déficit ou Superávit Previsto, para o próximo mês, da CCRTB (R\$);

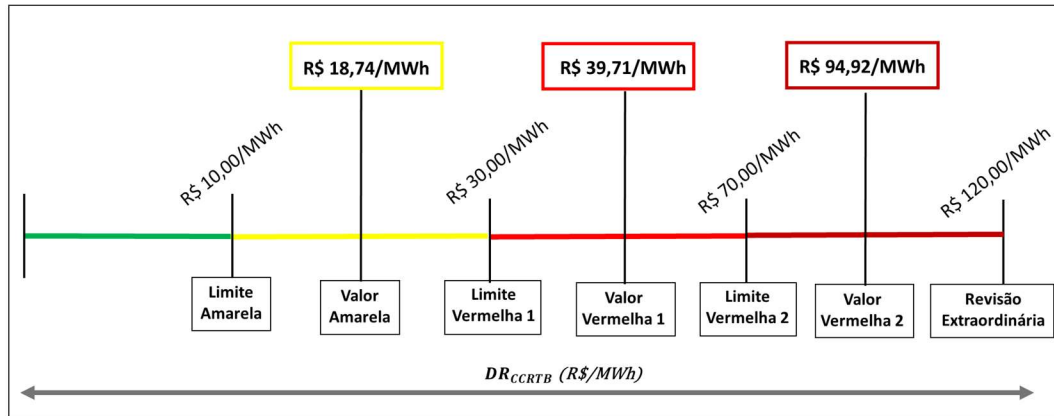
MR_{CCRBT} = Mercado de Referência da CCRTB (MWh);

Os parâmetros SA_{CCRBT} e MR_{CCRBT} utilizadas na equação podem ser obtidos diretamente dos dados disponibilizados pela CCEE. Já a variável DP_{CCRBT} pode ser apurada pela diferença entre os valores previstos para o mês seguinte das despesas com os itens cobertos pelas Bandeiras Tarifárias e o valor destes custos reconhecidos nas tarifas das distribuidoras. Na prática, a definição destes valores estará diretamente ligada ao valor da projeção do PLD e do GSF para o mês seguinte, promovendo assim, um vínculo mais direto entre a forma como é construído o gatilho das Bandeiras Tarifárias e as reais condições de custo do despacho no Sistema Interligado Nacional.

Conhecido o valor do parâmetro, o mesmo é então comparado com os valores limites de cada faixa de acionamento tal como mostrado na Figura 5 abaixo¹²:

FIGURA 5: Nova Engenharia Regulatória para o Sistema das Bandeiras Tarifárias

¹² Por simplificação, no exemplo da figura foram mantidos os atuais valores de cada uma das Bandeiras Tarifárias e os limites de cada faixa foram estabelecidos de forma que o intervalo da faixa tivesse como valor médio o próprio valor da Bandeira em R\$/MWh. Todavia, o modelo ora proposto apresenta uma elevada versatilidade e tanto os valores de cada bandeira quanto os limites de cada faixa poderiam ser definidos em função outros critérios estabelecidos pelo Regulador sem que isso comprometesse em nada a essência do modelo.



Por se tratar de uma metodologia extremamente simples e intuitiva, torna-se fácil compreender seu funcionamento através de um mero exemplo numérico. Suponha que na última sexta-feira do mês “i” seja apurado o valor do Déficit de Referência (DR_{CCRBT}) através da Equação 1 descrita anteriormente e seja encontrado o valor de R\$ 33/MWh para este parâmetro. Ao se comparar este valor com os limites de cada faixa constata-se que este valor está situado no intervalo de acionamento da bandeira Vermelha 1, a qual será a bandeira vigente para o mês “i+1” gerando um adicional de R\$ 39,71/MWh na fatura dos consumidores neste período. Ato contínuo, passado um mês, o saldo da CCRBT será então atualizado em função das despesas efetivamente incorridas pelas distribuidoras com os itens de custo a serem cobertos pelas Bandeiras Tarifárias¹³ e dos valores arrecadados com a Bandeira Tarifária Vermelha 1. Este novo saldo será então utilizado para calcular o valor do Déficit de Referência (DR_{CCRBT}) do mês seguinte, o qual será diretamente impactado pelo PLD e o GSF esperado, gerando um movimento constante no sentido de zerar o déficit da CCRBT.

Neste cenário, não é difícil perceber que o descasamento entre as despesas efetivamente praticadas pelas distribuidoras com a compra de energia e os valores arrecadados via Bandeira Tarifária tende a desaparecer uma vez que o próprio saldo da CCRBT passa a compor um dos parâmetros de entrada do modelo. Feito isso, estariam mitigados todos aqueles problemas identificados anteriormente e que permeiam a metodologia vigente.

4.0 CONCLUSÕES

O presente ensaio procurou mostrar algumas inconsistências da atual arquitetura regulatória aplicada ao Sistema de Bandeiras Tarifárias e como essas inconsistências tem levado a problemas relativos à tempestividade da sinalização econômica, ao comprometimento da saúde financeira das distribuidoras, ao pagamento de encargos por parte dos consumidores e também a um eventual desgaste na imagem do Regulador.

Uma vez identificadas as deficiências da metodologia vigente, procurou-se então apresentar uma nova engenharia regulatória capaz de sanar os problemas apontados anteriormente através de uma alteração metodológica marginal mas que, uma vez implantada, poderia representar a solução definitiva para alguns problemas que tem prejudicado sobremaneira a eficácia da regulação setorial.

5.0 BIBLIOGRAFIA

Baldwin, R., Cave, M. & Lodge, M.: (2012): Understanding Regulation – Theory, Strategy and Practice; 2nd Ed., Oxford University Press

Foley, A. M.; Ó Gallachóir, B. P.; Hur, J; Baldick, R.; McKeogh, E. J. 2010. A Strategic Review of Electricity Systems Models. Energy 35 (12): 4522–30. doi:10.1016/j.energy.2010.03.057.

Nota Técnica n.º 363/2010–SRE/ANEEL, de 06 de dezembro de 2010 disponível em: https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas-antigas?p_auth=SZzWweaJ&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=541&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica

¹³ Estas despesas irão depender da configuração e do respectivo custo do despacho das usinas do SIN durante o período.

SALOMÃO Filho, Calixto. Regulação da Atividade Econômica: princípios e fundamentos jurídicos. São Paulo: Malheiros, 2001;

DADOS BIOGRÁFICOS



Possui graduações em Engenharia Mecânica (2007) e Economia (2003), ambas pela Universidade Federal de Uberlândia. Possui mestrado em Teoria Econômica pela Universidade Estadual de Maringá (2006) e MBA em Gestão de Negócios em Energia Elétrica e Gás Natural pela Fundação Getúlio Vargas (2012). Exerceu o cargo de Economista nas Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC (de Agosto de 2006 a Março de 2007). Atualmente trabalha como Analista de Regulação na Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG

(2) **FELLIPE FERNANDES GOULART DOS SANTOS**
 Possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela UFMG, atualmente está cursando Doutorado em Engenharia Elétrica pela UFMG. Atua na análise de risco na área de comercialização de energia do Grupo Cemig há 15 anos.