



ABRADEE

CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA ANEEL 11/2020

***Atualização das faixas de acionamento e dos
dos adicionais das bandeiras tarifárias - 2020/2021***

Abril/2020



CONTRIBUIÇÃO DA ABRADDEE

CP 11/2020 – Faixas de acionamento e adicionais das bandeiras tarifárias - 2020/2021

Inicialmente ressaltamos a importância deste processo de consulta pública da ANEEL que possibilita à sociedade discutir com transparência a metodologia e os dados utilizados pela Agência na definição dos adicionais e faixas para acionamento das bandeiras tarifárias.

Apresentamos, a seguir, as contribuições da ABRADDEE para a Consulta Pública 11/2020 que versam sobre (i) o ajuste na rotina de cálculo (programação em linguagem computacional R) dos prêmios por repactuação do risco hidrológico, (ii) o aprimoramento da estimativa do VU e PLD de referência do patamar verde, (iii) a incorporação do efeito das diferenças de PLD entre submercados e (iv) PLD gatilho ajustado pelo “Delta Saldo” da Conta Centralizadora das Bandeiras Tarifárias (CCRBT).

1. Cálculo da Receita proveniente dos Prêmios por Repactuação do Risco Hidrológico

Conforme mencionado na Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL, a partir de 1º de julho de 2020, o volume de receitas fixas que integram a CCRBT será acrescido da maior parte dos prêmios associados à repactuação do risco hidrológico vigente sob a Resolução Normativa nº 684/2015. Essa receita será responsável por promover o alívio permanente dos custos relacionados a risco hidrológico no MCP ou por elevar os resultados positivos vinculados ao desempenho comercial das hidrelétricas quando em cenário de apuração de energia secundária no MRE.

Para chegar ao valor de receita esperada em favor da CCRTB, a ANEEL concatenou as informações de energia repactuada, em cada janela anual, com os respectivos valores de prêmios à época estabelecidos, cada qual corrigido pelo índice inflacionário aplicável. A receita encontrada, dividida pelo mercado de consumo das Bandeiras previamente ajustado a uma janela temporal mensal, levou ao cômputo de R\$ 4,55/MWh, a ser abatido da soma dos adicionais de bandeiras calculados para Risco Hidrológicos, CCEAR-D, MCP e Energia de Reserva.

As contribuições seguintes tratam do cálculo da receita esperada proveniente do pagamento dos prêmios associados à repactuação do risco hidrológico.

1.1. Montante de energia considerado no cálculo

Nas instruções 143 a 151 do código Premios.R, é realizada a construção da matriz que armazena os volumes de energia repactuada, a classe de repactuação (SP100, SP92, etc), e ano de início da repactuação:



```
for(i in 1:length(intersc))
{
    sp1      =      rbind(sp1,cbind(as.matrix(premios[which(premios[,11] ==
intersc[i]),7]),a[which(premios[,11] == intersc[i])]))
    sp2 = rbind(sp2,as.matrix(rep(intersc[i],length(which(premios[,11] == intersc[i])))))
}
    sp = cbind(sp1,sp2)
```

Esta instrução está obtendo informações da **coluna 7** do arquivo premios.csv que armazena as informações de Garantia Física das usinas que repactuaram.

No entanto, o pagamento do prêmio deve ser realizado na proporção da energia repactuada, explícita em cada Termo de Repactuação, e não da garantia física das usinas, visto que muitas delas não optaram pela repactuação total.

Para exemplificar, é possível observar o efeito deste cálculo com base na Companhia Energética Estreito, que repactuou o risco hidrológico da UHE Estreito por meio do Termo de Repactuação nº 20/2015, no montante e produto descritos abaixo:

Subcláusula Primeira - *Como contrapartida pela repactuação do risco hidrológico, o GERADOR deverá recolher mensalmente à CCRBT o resultado da multiplicação do **montante mensal de 247,13 MW médios** de energia vinculado aos CONTRATOS provenientes do 5º Leilão de Energia Elétrica Provenientes de Novos Empreendimentos – LEN (produto 2012-H30), **pelo prêmio de risco unitário do produto SP91, de R\$ 2,00/MWh**, referenciado à data-base de janeiro de 2015.*

A garantia física da UHE Estreito é de 641,08 MWm, conforme base de dados Controle_Repactuação_Risco_Hidrológico disponibilizada no âmbito da Consulta Pública 011/2020. Desse modo, o cálculo atual do respectivo prêmio do risco hidrológico está superestimado, considerando 393,87 MWm a mais do que o montante efetivamente repactuado pela UHE Estreito.

Para realizar a correção que entendemos devida, é necessário alterar a instrução para que as informações sejam obtidas da coluna 8, que armazena as informações de montantes de energia repactuados.

Efetuando tal correção, o novo código a ser utilizado no cálculo do montante de receita proveniente do pagamento dos prêmios de repactuação do risco hidrológico seria:

```
for(i in 1:length(intersc))
{
    sp1      =      rbind(sp1,cbind(as.matrix(premios[which(premios[,11] ==
intersc[i]),8]),a[which(premios[,11] == intersc[i])]))
    sp2 = rbind(sp2,as.matrix(rep(intersc[i],length(which(premios[,11] == intersc[i])))))
}
    sp = cbind(sp1,sp2)
```



A configuração acima assegura o correto dimensionamento das receitas a serem recebidas via pagamento de prêmio de repactuação, bem como a determinação dos adicionais de bandeira amarela, vermelha 1 e vermelha 2 compatíveis com o recebimento de tal receita.

Portanto, solicitamos o ajuste da instrução para que a obtenção das informações corretas de montantes de energia repactuados.

1.2. Termos de repactuação considerados no cálculo

O código do arquivo Premios.R, contido na pasta Deck_Bandeiras, lê o arquivo premio.csv para calcular os volumes efetivamente repactuados e cujo pagamento de prêmios acontecerão a partir de 2020.

Para tanto, são aplicados alguns filtros que, no entanto, não retiram da base contida em premio.csv os Termos de Repactuação nº 131 e nº 144, relativos às usinas Buriti e Colíder, respectivamente, que foram revogados. Portanto, no cálculo atual estão sendo considerados indevidamente dois termos, majorando a expectativa de receita dos prêmios do risco hidrológico.

Propomos, então, a retirada dos Termos de Repactuação nº 131 e nº 144 do cálculo da Receita proveniente dos Prêmios por Repactuação do Risco Hidrológico.

2. Estimava do PLD de referência do patamar verde

Como já comentado na contribuição do ano anterior, a harmonização de metodologias aplicadas à determinação dos valores das bandeiras em cada patamar, incluindo a cobertura tarifária ordinária anual, é tecnicamente adequada, sendo a definição de um PLD referência para cada patamar um desafio regulatório haja vista a grande dispersão encontrada na correlação histórica entre o PLD e os valores unitários do fator de ajuste do MRE.

De fato, em 2019, diante do formato das distribuições de probabilidades para cada patamar das bandeiras tarifárias, a ANEEL abandonou a proposta inicial de utilizar quantis característicos para o balizamento dos PLDs de referência, considerando, então, uma regressão linear aplicada a todo o domínio amostral, em granularidade anual, para inferir relação matemática entre o VU e o PLD. Tal procedimento foi mantido na metodologia deste ano.

A figura a seguir apresenta a regressão linear e os valores de PLD de referência estimados pela ANEEL.

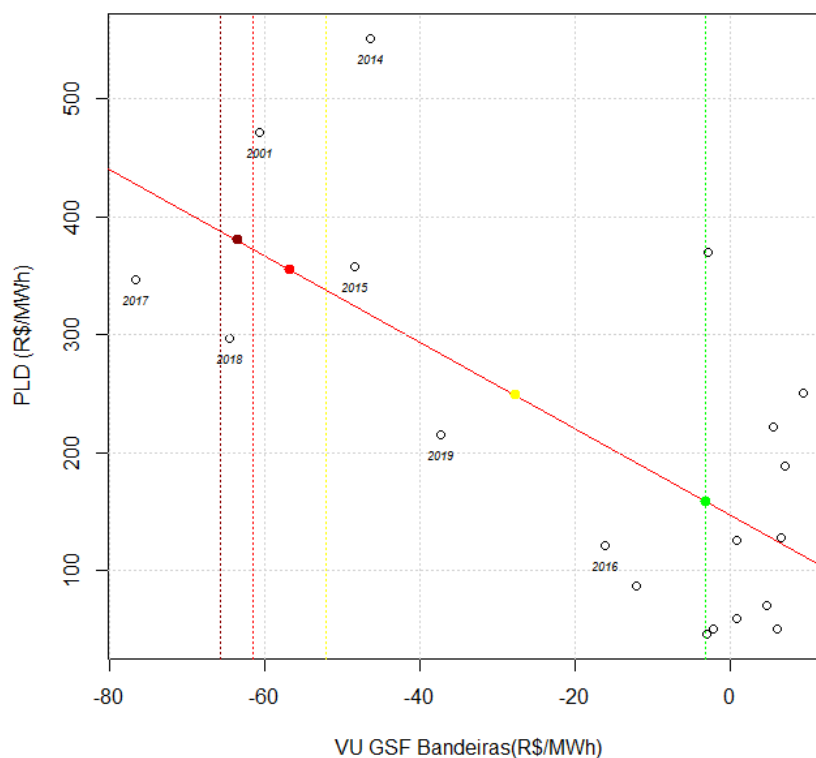


Figura 1 - Regressão Linear entre VU e PLD (base anual)

Reproduzindo-se o cálculo, com base no código em R disponibilizado nos documentos da CP 11/2020, é possível identificar que o R^2 da regressão é de 0,4695 e que foram utilizados os seguintes critérios para definir os VUs de referências¹:

- VU de referência Verde: média dos VUs do patamar verde;
- VU de referência Amarelo: média entre o VU do limite superior do patamar amarelo e o VU de referência do patamar verde;
- VU de referência Vermelho 1: média entre os VUs dos limites superior e inferior do patamar vermelho 1;
- VU de referência Vermelho 2: média entre os VUs dos limites superior e o limite inferior do patamar vermelho 2.

Todavia, o VU de referência do patamar verde estimado com base nesse critério é de -3,18 (R\$/MWh) e não representa, na nossa avaliação, o valor mais adequado, pois o intervalo calculado para esse patamar está entre + 9,39 e -41,87 (R\$/MWh). Sendo assim, o ponto médio do patamar é mais representativo, especialmente se considerarmos que a reta da regressão é linear.

¹ Os Vus de referência aplicados à equação da regressão linear resultam os PLDs de referência.



Além disso, esse VU de referência de -3,18 (R\$/MWh) não está numericamente alinhado (em termos de ordem de grandeza) com o VU utilizado como “cobertura” para o risco hidrológico de -22,01 (R\$/MWh) estimado com base nos dados com granularidade mensal².

Dessa forma, entendemos que é necessário e coerente padronizar o critério de cálculo do VU de referência do patamar verde com o critério de cálculo dos VUs dos demais patamares conforme proposta a seguir:

- **VU de referência Verde: média entre os VUs dos limites superior e inferior do patamar;**
- Demais critérios são mantidos:
 - VU de referência Amarelo: média entre o VU do limite superior do patamar amarelo e o VU de referência do patamar verde
 - VU de referência Vermelho 1: média entre os VUs dos limites superior e inferior do patamar vermelho 1
 - VU de referência Vermelho 2: média entre os VUs dos limites superior e o limite inferior do patamar vermelho 2

A figura a seguir apresenta a regressão linear e os valores estimados de PLD de referência considerando o ajuste proposto nesta contribuição.

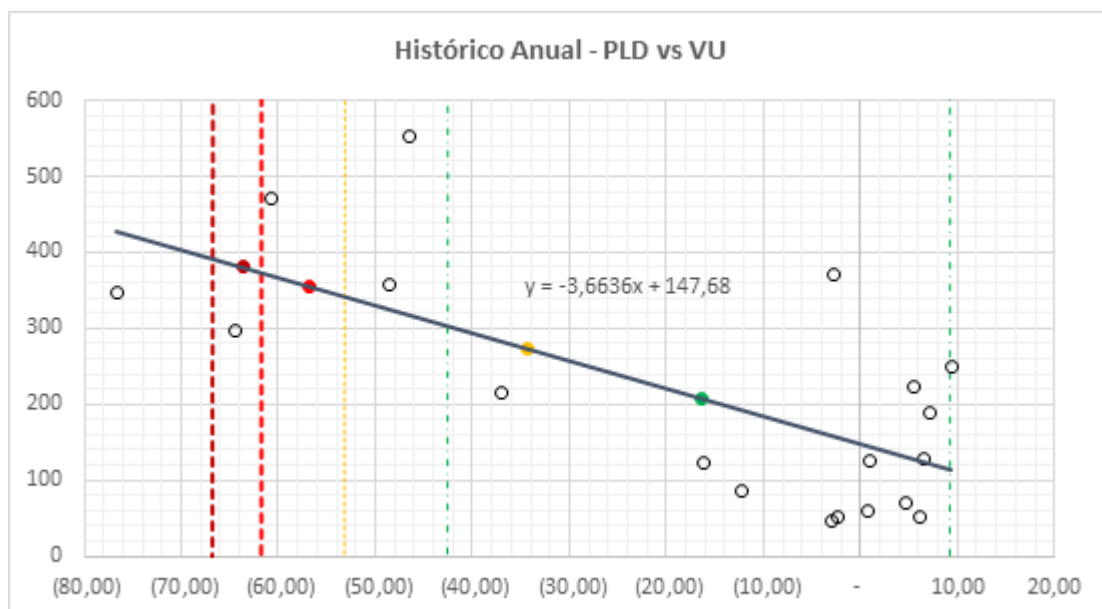


Figura 2 - Regressão Linear entre VU e PLD (base anual) - proposta ABRADDEE

² É certo que numericamente não haveria esse alinhamento devido a diferente granularidade dos dados, mas é importante destacar que a metodologia preconiza a harmonização da cobertura tarifária e dos adicionais das bandeiras tarifárias.



Em suma, entendemos que o critério sugerido pela ANEEL para a estimativa dos Vus de referência e consequentemente da valoração ao PLD de referência está adequado, exceto para o PLD de referência do patamar verde. Isto porque, a cobertura tarifária ordinária concedida deve buscar a cobertura do custo efetivo da compra de energia, minimizando o acionamento das bandeiras tarifárias.

Assim, propomos que o critério para definição do VU de referência para o patamar verde seja a média entre os VUs dos limites superior e inferior do referido patamar.

3. Efeito das diferenças de PLD entre submercados

Dentre os custos cobertos das distribuidoras pelas Bandeiras Tarifárias destacamos o “Mercado de Curto Prazo” que, além da exposição ao mercado de curto prazo por insuficiência contratual, também é afetado pela diferença de PLD entre os submercados.

A rubrica TAJ_EF (Ajuste dos efeitos financeiros) busca corrigir esse déficit, no entanto esse valor não tem sido suficiente para equalizar a conta das distribuidoras.

Ressalta-se que a expansão dos empreendimentos de transmissão são parte importante nessa questão, dado que o maior limite de transferência de energia entre os submercados é um fator que mitiga o descolamento de preços, conforme exposto pela ANEEL para justificar a não consideração dessa proposta no de 2019.

Contudo, de acordo com o “Plano de Ampliações e Reforços nas instalações de transmissão do SIN - PAR 2017 a 2019”, algumas obras cujas conclusões estavam previstas para 2017 sofrem atrasos significativos, contribuindo para a oscilação de preços no MCP.

Em 2020, a diferença de preços também foi percebida entre os submercados Sul e Sudeste, algo que ainda não havia ocorrido. O mês de março apresentou, inclusive, preços distintos para os quatro submercados:

Tabela 1 - PLD Mensal por submercado: Março/2020

Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
mar/20	81,86	150,18	66,92	43,1

Fonte: CCEE

Devido a essa situação, o sistema gera um valor de exposições negativas superior ao montante de exposições positivas. Nos meses de fevereiro e março de 2020 o saldo global foi de R\$ 525 milhões conforme pode ser observado na tabela a seguir.



Tabela 2 - Exposições do sistema em 2020

Mês Evento	Exposições Positivas	Exposições Negativas	% de Alívio	Saldo do Sistema
fev/20	92.493.054,99	236.973.338,84	39,03%	-144.480.283,85
mar/20	222.741.895,94	604.178.109,21	36,87%	-381.436.213,27

Fonte: CCEE

Diante do exposto, solicitamos a inclusão do risco de submercado na métrica de cálculo da cobertura das Bandeiras Tarifárias.

4. PLD Gatilho e “Delta Saldo” da CCRBT

Ao longo dos anos, a sistemática e a metodologia relacionadas às bandeiras tarifárias vêm sendo objeto de sucessivos aprimoramentos, sempre com o intuito de atingir a melhor aderência possível entre a receita adicional obtida e os custos variáveis incorridos, elegíveis à sua cobertura.

Esses aprimoramentos fizeram com que o mecanismo tenha ficado bem mais equilibrado no período mais recente do histórico se comparado com os anos iniciais, conforme se pode verificar na Figura 3, o que mostra um êxito das últimas intervenções do regulador na matéria em questão.

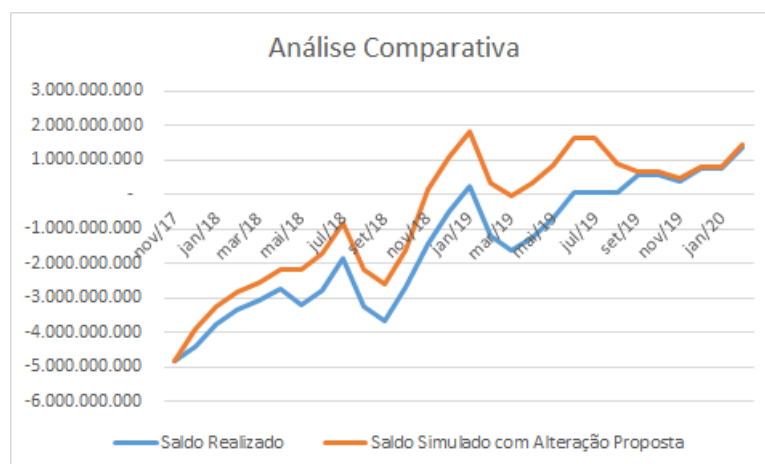


Figura 3 - Histórico de saldo das Bandeiras Tarifárias de novembro/2017 a fevereiro/2020 e comparativo com simulação de saldo considerando a adição do Δ saldo

Apesar disso, entendemos haver ainda espaço para melhoria, no que tange a sistemática de acionamento. Ou seja, esta proposta não visa alterar a metodologia de cálculo apresentada pela ANEEL, mas apenas ajustar o PLD gatilho de acionamento das bandeiras tarifárias.



Nesse sentido, propomos que se considere o saldo prévio da Conta Bandeiras na decisão de acionamento, a partir da adição de um componente Δ_{saldo} no gatilho de PLD para acionamento do mecanismo, conforme equações a seguir:

$$\Delta_{saldo} = - \frac{\text{Saldo Conta Bandeiras (R\$)}}{\text{Mercado Consumidor das Bandeiras (MWh)}}$$

$$\text{Novo PLD}_{gatilho} = \text{PLD}_{gatilho} + \Delta_{saldo}$$

Essa proposta foi apresentada pela ABRADDEE no âmbito da Audiência Pública 008/2019, porém não foi acatada pois se julgava que a sistemática que estava sendo definida naquele momento seria suficiente para se atingir o objetivo de mitigar o descasamento anual entre receitas e custos.

Ocorre que a adição do componente Δ_{saldo} como proposto tem o potencial de ser um elemento de “correção de percurso”, caso haja algum descasamento desse tipo. Em outras palavras, um ajuste financeiro mais próximo do evento sem prejuízo da estimativa de ajuste anual do mecanismo proposto.

Desse modo, caso a receita do acionamento da bandeira do mês anterior não seja suficiente para cobrir os custos adicionais relacionados à geração de energia, esse saldo negativo é utilizado para aumentar o valor do PLD gatilho e, conseqüentemente, influenciará na definição da bandeira tarifária para o mês seguinte. Do mesmo modo, caso a conta apresente saldo positivo, esse superávit contribuirá para diminuir o valor do PLD gatilho do mês subsequente, a fim de não gerar grandes saldos na conta.

O efeito desta proposta foi simulado considerando os meses realizados de novembro de 2017 a fevereiro de 2020. Para tanto, considerou-se o mesmo cenário de valores de PLD gatilho, de GSF e de adicionais dos patamares vigentes à época. Os resultados podem ser observados na Tabela 3 a seguir.

Tabela 3 - Simulação do Saldo da CCRBT com adição do Δ saldo no PLD gatilho.

Mês (1)	PLD Gatilho (2)	GSF (3)	Bandeira Acionada (4)	Saldo Realizado (5)	Saldo simulado pelo novo método (6) = (5)+ (10)	Adicional PLD Gatilho Saldo Conta Bandeiras (7) = (5)/Merc	PLD Gatilho + Adicional Saldo (8) = (2) + (7)	Simula Novo Acionamento (9)	Receita Adicional (10)
out/17	698,14		Vermelha 2	-R\$ 4.360.000.000,00	-R\$ 4.360.000.000,00				
nov/17	533,82	0,69	Vermelha 2	-R\$ 4.840.995.328,58	-R\$ 4.840.995.328,58	R\$ 166,69	R\$ 700,51		
dez/17	201,51	0,87	Vermelha 1	-R\$ 4.408.430.935,95	-R\$ 3.885.970.918,63	R\$ 185,32	R\$ 386,83	Vermelha 2	R\$ 515.289.600,00
jan/18	189,63	1,20	Verde	-R\$ 3.750.685.967,57	-R\$ 3.228.225.950,25	R\$ 148,76	R\$ 338,39		
fev/18	157,28	1,31	Verde	-R\$ 3.324.432.024,94	-R\$ 2.801.972.007,62	R\$ 123,67	R\$ 280,95		
mar/18	184,91	1,22	Verde	-R\$ 3.074.756.322,12	-R\$ 2.552.296.304,80	R\$ 107,34	R\$ 292,25		
abr/18	40,16	1,11	Verde	-R\$ 2.705.138.307,82	-R\$ 2.182.678.290,50	R\$ 97,78	R\$ 137,94		
mai/18	193,36	0,88	Amarela	-R\$ 3.196.472.611,80	-R\$ 2.151.950.500,31	R\$ 83,62	R\$ 276,98	Vermelha 1	R\$ 515.289.600,00
jun/18	425,01	0,73	Vermelha 2	-R\$ 2.766.539.128,70	-R\$ 1.722.017.017,21	R\$ 82,44	R\$ 507,45		
jul/18	505,18	0,64	Vermelha 2	-R\$ 1.857.849.567,31	-R\$ 813.327.455,82	R\$ 65,97	R\$ 571,15		
ago/18	505,18	0,61	Vermelha 2	-R\$ 3.235.306.402,36	-R\$ 2.190.784.290,87	R\$ 31,16	R\$ 536,34		
set/18	490,74	0,66	Vermelha 2	-R\$ 3.642.147.953,32	-R\$ 2.597.625.841,83	R\$ 83,93	R\$ 574,67		
out/18	377,47	0,67	Vermelha 2	-R\$ 2.671.517.206,63	-R\$ 1.626.995.095,14	R\$ 99,51	R\$ 476,98		
nov/18	140,51	0,83	Amarela	-R\$ 1.423.991.841,86	-R\$ 142.592.363,80	R\$ 62,33	R\$ 202,84	Vermelha 1	R\$ 515.289.600,00
dez/18	56,74	0,96	Verde	-R\$ 495.650.042,00	R\$ 1.070.934.163,66	-R\$ 5,46	R\$ 51,28		
jan/19	116,53	1,30	Verde	R\$ 257.299.438,66	R\$ 1.823.883.644,32	-R\$ 41,03	R\$ 75,50		
fev/19	283,16	1,27	Verde	-R\$ 1.202.967.497,50	R\$ 363.616.708,16	-R\$ 69,47	R\$ 213,69		
mar/19	286,02	1,14	Verde	-R\$ 1.614.548.984,96	-R\$ 47.964.779,30	-R\$ 13,85	R\$ 272,17		
abr/19	167,83	1,07	Verde	-R\$ 1.219.728.467,30	R\$ 346.855.738,36	R\$ 1,83	R\$ 169,66		
mai/19	114,92	0,92	Amarela	-R\$ 696.162.514,22	R\$ 870.421.691,44	-R\$ 13,21	R\$ 101,71		
jun/19	42,35	0,83	Verde	R\$ 73.909.643,53	R\$ 1.640.493.849,19	-R\$ 33,15	R\$ 9,20		
jul/19	175,44	0,74	Amarela	R\$ 68.629.015,72	R\$ 1.635.213.221,38	-R\$ 62,48	R\$ 112,96		
ago/19	224,19	0,73	Vermelha 1	R\$ 65.640.788,71	R\$ 890.269.438,58	-R\$ 62,28	R\$ 161,91	Amarela	-R\$ 741.955.555,78
set/19	200,18	0,72	Vermelha 1	R\$ 582.937.444,93	R\$ 665.610.539,02	-R\$ 33,91	R\$ 166,27	Amarela	-R\$ 741.955.555,78
out/19	233,59	0,79	Amarela	R\$ 600.353.093,81	R\$ 683.026.187,90	-R\$ 25,35	R\$ 208,24		
nov/19	292,87	0,77	Vermelha 1	R\$ 399.721.043,79	R\$ 482.394.137,88	-R\$ 26,02	R\$ 266,85		
dez/19	225,92	0,86	Amarela	R\$ 745.887.811,59	R\$ 828.560.905,68	-R\$ 18,37	R\$ 207,55		
jan/20	291	0,92	Amarela	R\$ 742.280.488,15	R\$ 824.953.582,24	-R\$ 31,56	R\$ 259,44		
fev/20	185,56	0,98	Verde	R\$ 1.375.514.299,20	R\$ 1.458.187.393,29	-R\$ 31,42	R\$ 154,14		

Nota-se que com a regra proposta aconteceriam três eventos de mudança para maior no acionamento dos patamares: em dezembro de 2017, passando do patamar Vermelho 1 para Vermelho 2; em maio de 2018, passando do patamar Amarelo para Vermelho 1; e em novembro de 2018, passando do patamar Amarelo para Vermelho 1.

Considerando a simetria da regra proposta, tal adição resultaria também em duas mudanças de patamar para menor, em agosto e em setembro de 2019, quando o patamar acionado passaria de Vermelho 1 para Amarelo.

Esses eventos resultariam em um aumento de receita de R\$ 1,545 bilhão nos três meses em que haveria aumento de patamar e uma redução de R\$ 1,484 bilhão nos dois meses em que haveria redução de patamar, o que praticamente não alteraria significativamente os valores totais arrecadados no longo prazo, mas contribuiria para um maior equilíbrio financeiro entre receita e custos relacionados ao mecanismo nos seus respectivos meses de ocorrência.

Dessa forma, reforçamos a proposta de considerar do saldo da CCRBT quando do acionamento das bandeiras tarifárias, de forma que o mecanismo das bandeiras tarifárias se aproxime ainda mais do seu objetivo de minimizar desbalanços entre receitas e custos elegíveis.



5. Considerações finais

Destacamos, por fim, as contribuições da ABRADDEE detalhadas anteriormente que, no conjunto, buscam atender o dimensionamento adequado da sistemática de bandeiras tarifárias e da cobertura nos processos tarifários, trazendo uma sinalização econômica mais aderente aos custos reais de geração de energia elétrica:

- **Ajuste da instrução do código Premios.R para a obtenção das informações corretas de montantes de energia repactuados.**
- **Retirada dos Termos de Repactuação nº 131 e nº 144 do cálculo da Receita proveniente dos Prêmios por Repactuação do Risco Hidrológico.**
- **Aprimoramento do critério para definição do VU de referência para o patamar verde: passando a ser a média entre os VUs dos limites superior e inferior do referido patamar.**
- **Incorporação do risco de diferença de preços entre submercados na métrica de cálculo da cobertura das Bandeiras Tarifárias.**
- **Consideração do saldo da CCRBT quando do acionamento das bandeiras tarifárias.**