

# CONSULTA PÚBLICA ANEEL 011/2020

**OBTER SUBSÍDIOS PARA A PROPOSTA DE  
ATUALIZAÇÃO DAS FAIXAS DE ACIONAMENTO E  
DOS VALORES DOS ADICIONAIS DAS BANDEIRAS  
TARIFÁRIAS PARA O CICLO 2020/2021.**







## 1. Considerações Iniciais

O Grupo CPFL Energia reconhece o esforço da ANEEL em promover, por meio da presente Consulta Pública nº 011/2020, discussão a respeito da proposta da atualização das faixas de acionamento e dos valores dos adicionais das Bandeiras Tarifárias para o Ciclo de 2020/2021.

O ano de 2020 demonstra ser um ano de grandes desafios em razão dos efeitos da crise relacionada à pandemia de coronavírus COVID-19, cujas medidas de contenção, em especial a de isolamento social levam à redução da atividade econômica em todos os setores da economia mundial. Para o setor elétrico brasileiro, é imprescindível a adoção de medidas de curto e médio prazo para o enfrentamento da crise, dada a natureza essencial do serviço prestado por todos os elos da cadeia setorial.

A última crise enfrentada pelo setor, em 2014, foi de natureza endógena, enquanto a crise enfrentada atualmente decorre de fatores exógenos ao setor, mas no cerne de ambas estão parâmetros centrais do setor como hidrologia, risco hidrológico, despacho térmico e preços no mercado de curto prazo. Se em 2014 o cenário hidrológico enfrentado era adverso, com baixa geração hidráulica e altos níveis de despacho térmico, bem como PLD teto no mercado de curto prazo, em 2020 a situação é diametralmente oposta, com perspectivas de boa hidrologia, baixo despacho térmico e PLD próximo ao piso, aliados a desaceleração generalizada da atividade econômica e do consumo de energia.

A acentuada e súbita queda no mercado das distribuidoras dá origem a um efeito imediato de sobrecontratação nas distribuidoras, que nesse momento de baixos preços no mercado de curto prazo, causa descasamento no caixa das empresas, visto que os recursos para pagamento da energia contratada não provêm mais do faturamento, mas de uma liquidação que gera montantes muito inferiores à tarifa homologada que faria frente a estes custos.

Neste cenário, as bandeiras tarifárias desempenham um papel fundamental de, apesar das estimativas de baixo acionamento ao longo de 2020, assegurar coberturas tarifárias apropriadas para os itens que a compõem, evitando que as distribuidoras enfrentem mais uma fonte de desequilíbrio ao longo do Ciclo 2020/2021 e contribuindo para enfrentar o momento atual.

Cabe pontuar que, embora ao longo da Nota Técnica nº18/2020-SRG-SGT-SEM/ANEEL tenham sido apresentadas as premissas utilizadas e os novos valores calculados para cada faixa de acionamento, parecem constar algumas inconsistências no código desenvolvido, que verificadas alteram por sua vez os resultados apresentados por essa Agência.

Nesse sentido, serão apresentadas ao longo do documento as propostas do Grupo CPFL Energia, bem como as considerações às questões formuladas.

## 2. Análise dos Cálculos da Proposta CP 011/2020

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

Conforme colocado pela Nota Técnica nº 018/2020-SRG-SGT-SRM/ANEEL (a partir daqui referida apenas como Nota Técnica), a partir de 1º de julho de 2020, o volume de receitas fixas que integram a Conta Centralizadora das Bandeiras Tarifárias 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, as memórias de cálculo disponibilizadas indicam a concatenação das 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, segundo a Nota Técnica, levou ao cômputo de R\$ 4,55/MW, a ser abatido da soma dos adicionais de bandeiras calculados para Risco Hidrológicos, CCEAR-D, MCP e Energia de Reserva.

Sob isto, as contribuições a seguir tratam do cálculo da receita esperada proveniente do pagamento dos prêmios associados à repactuação do risco hidrológico.

#### I.a) Montante de energia considerado no cálculo do prêmio de repactuação do risco hidrológico

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)
```

Note-se que esta instrução obtém informações da coluna 7 do arquivo *premios.csv*, que armazena as informações de **GARANTIA FÍSICA (MWmed)** 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 desta.

Para exemplificar, é possível observar o efeito deste cálculo através da Companhia Energética Estreito, que repactuou o risco hidrológico da UHE Estreito através 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 desta Consulta Pública. Desse modo, uma vez que estão sendo utilizados os valores da coluna 7, referente ao montante da garantia física, o cálculo atual do respectivo prêmio do risco hidrológico apresenta-se superestimado, pois considera 393,87 MWm a mais do que o montante efetivamente repactuado para a UHE Estreito.

Dessa forma, a devida correção exige a alteração da instrução para que as informações sejam obtidas da coluna 8, que armazena as informações de montantes de energia repactuados (MWm).

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 deve ser:

```
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)
```

Este Grupo CPFL entende que 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.

**Propomos, portanto, a utilização dos montantes de energia repactuados (MWm) para a construção da matriz que armazena os volumes de energia repactuada, em lugar da GARANTIA FÍSICA (MWmed) das usinas que repactuaram.**

#### **I.b) Termos considerados no cálculo da Receita de Prêmio de Repactuação do Risco Hidrológico**

Como sabido, o código do arquivo *Premios.R*, contido na pasta *Deck\_Bandeiras*, utiliza o arquivo *premio.csv* para realizar o cálculo dos volumes efetivamente repactuados e cujo pagamento de prêmios acontecerá 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.



Por isso, no cálculo atual estão sendo considerados dois termos adicionais, majorando a expectativa de receita dos prêmios do risco hidrológico.

**Propomos, portanto, que o cálculo dos volumes efetivamente repactuados, com pagamento de prêmios a partir de 2020, seja corrigido mediante retirada dos Termos de Repactuação nº 131 e nº 144.**

### I.c) Adicionais das Bandeiras Tarifárias após ajustes

Observados os ajustes citados acima, encontra-se receita de prêmios de repactuação de risco hidrológico inferior à da Nota Técnica. Considerando que tal receita é utilizada para abater os valores de adicionais das bandeiras, foram encontrados novos valores pós ajuste, conforme Tabela I abaixo:

**Tabela I: Comparativo dos adicionais Bandeiras Tarifárias Ciclo 2020-2021**

Adicionais (R\$/MWh) - Ano de 2019			
Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
0	13,43	41,69	62,43
Adicionais (R\$/MWh) - Ano de 2020 – Proposta ANEEL			
Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
0	13,06	32,4	52,64
Adicionais (R\$/MWh) - Ano de 2020 - Proposta Ajustada			
Verde	Amarela	Vermelha 1	Vermelha 2
0	14,68	34,01	54,24

### 3. Da proposta de redução de coberturas e adicionais e o seu impacto no cenário atual

É premente apontar que a proposta contida na Nota Técnica reduz sensivelmente as coberturas para os itens de custos de geração por fonte termelétrica (CCEAR-D) e de ressarcimento da Conta de Energia de Reserva (CONER).

Essa redução, que em virtude dos efeitos da pandemia passa a se distanciar largamente do contido no item 30 da Nota Técnica, deve resultar, frente à expectativa de aumento dos custos no MCP, em situação deficitária às distribuidoras já neste ano de 2020.

Ocorre que, nesse contexto de pandemia, a Nota Técnica nº 01/2020-GMSE/ANEEL, de 16 de abril de 2020, relativa ao processo 48500.002159/2020-14, apresentou avaliação inicial de seus efeitos no setor elétrico brasileiro, com apresentação de propostas a serem avaliadas, de curto e médio prazo, para seu enfrentamento.

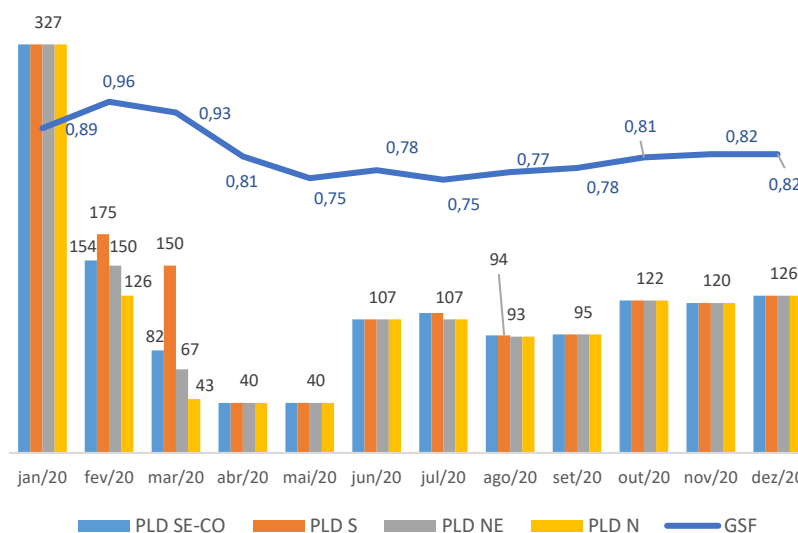
Tal documento apontou a natureza da crise atual e analisou, dentre outros, os custos provenientes da sobrecontratação das distribuidoras, considerando a abrupta queda da carga como um dos pontos centrais a ser discutido e solucionado.

Como sabido, o documento remeteu à Conta Bandeiras Tarifárias e, na oportunidade, apontou o saldo acumulado na Conta, relativo ao mês de fevereiro de 2020, na ordem de R\$ 1,375 bilhão, como saldo que poderia ser utilizado para aliviar os custos extraordinários do atual momento.

Não obstante a tal fato, neste momento é muito necessário que esta Consulta Pública também seja instrumento de afastamento de maiores descasamentos de caixa.

Para melhores considerações, apresentamos a seguir alguns resultados de simulações, a partir de dados das distribuidoras desse Grupo CPFL e valores de PLD e GSF extraídos do cenário base do relatório “Informa CCEE” de 09 de abril de 2020, conforme Gráfico 1 abaixo.

**Gráfico 1: PLD e GSF 2020 – Informa CCEE 09/04/2020**



A Tabela II, abaixo, traz os parâmetros utilizados atualmente, e os parâmetros propostos nesta Consulta Pública para o período de julho a dezembro de 2020, em relação às coberturas de CCEAR-D, EER e Risco Hidrológico.



**Tabela II: Parâmetros de cobertura de CCEAR-D, EER e Risco Hidrológico**

	Proposta ANEEL	Vigente
CCEAR-D	159	180
EER	42%	60%
Risco Hidrológico	159	149

Num primeiro momento, a redução dos parâmetros de cobertura para os itens de CCEAR-D e EER leva a uma queda da cobertura para tais itens, porém uma cobertura negativa é observada apenas no EER, uma vez que o cenário energético e de preços esperado com efeito do isolamento social reduzem os custos com CCEAR-D, mantendo sua cobertura positiva.

Para Risco Hidrológico, cuja parâmetro proposto de cobertura é maior do que o vigente, há um incremento na cobertura, além da redução do custo com esse item pelos baixos preços no MCP.

Já a receita obtida através das bandeiras tarifárias na proposta contida na Nota Técnica sofre queda em comparação com os parâmetros vigentes, dado que os adicionais propostos foram reduzidos. Vale citar que tal cenário só é invertido quando são considerados no cálculo dos adicionais os ajustes propostos no item 2 (item 1.a e 1.b) desta Contribuição.

A Tabela III a seguir ilustra os valores absolutos que basearam esta análise para o grupo CPFL, especificamente para o período de junho a dezembro de 2020, mais afetado em razão dos efeitos da crise atual. Importante destacar que somente as Bandeiras Tarifárias sofrem alteração sob os ajustes propostos no item 2, visto que a Receita do Prêmio de Repactuação do Risco Hidrológico não impacta os demais itens.





Tabela III: Impactos Proposta CP 011/2020 – Coberturas e Bandeiras Tarifárias

CPFL ENERGIA (Jun-Dez 2020)					
Custos vs Cobertura (R\$ Mil)	Vigente	ANEEL	Corrigida	$\Delta$ ANEEL	$\Delta$ Corrigida
CCEAR-D (1)	323.885	296.645	296.645	- 27.240	-27.240
ESS/EER (2)	- 16.957	- 47.574	- 47.574	-30.617	-30.617
Risco Hidrológico (3)	165.048	181.106	181.106	16.058	16.058
Bandeiras Tarifárias (4)	65.418	63.859	70.683	-1.559	5.265
Total Recursos (5 = 1+2+3+4)	537.394	494.036	500.860	<b>-43.358</b>	<b>-36.534</b>

Sob os números apresentados, as medidas de combate à pandemia adotadas até o momento impactam diretamente o negócio de distribuição de energia elétrica. Segundo estudo da CCEE divulgado no dia 24 de abril de 2020, nas quatro semanas após a implementação de medidas de combate ao novo coronavírus, a média do consumo de energia no Sistema Interligado Nacional caiu 14% em relação aos primeiros 20 dias de março; no ACR, a demanda diminuiu 13%.

Além dos efeitos já percebidos no consumo, o principal indicador da economia, o PIB, vem sendo constantemente revisado no ano de 2020; o último Boletim FOCUS<sup>1</sup>, produzido pelo Banco Central do Brasil, traz uma expectativa de queda de 3,34% do PIB.

Tais dados embasam as expectativas de sobrecontratação das distribuidoras, visto que uma queda tão acentuada do mercado consumidor de energia em razão de uma pandemia jamais poderia ter sido prevista pelos agentes. A situação das sobras de energia é agravada pelos baixos preços no mercado de curto prazo, trazendo um risco financeiro considerável, devido à diferença entre o custo médio de aquisição de energia, em torno de R\$ 200/MWh, e o PLD previsto.

A Tabela IV abaixo traz os custos esperados com a sobrecontratação no período de junho a dezembro de 2020, frente aos recursos coletados via bandeiras tarifárias e coberturas que foram tratadas ao longo desta contribuição. Note-se que a revisão proposta indica aumento do descasamento a ser suportado pelas distribuidoras no período de junho a dezembro de 2020.

<sup>1</sup> Focus - Relatório de Mercado - 24 de abril de 2020



**TABELA IV: Impactos Proposta CP 011/2020 – Coberturas, Bandeiras Tarifárias e Sobrecontratação**

CPFL ENERGIA (Jun-Dez 2020)					
Custos vs Cobertura R\$ Mil	Vigente	ANEEL	Corrigida	$\Delta$ ANEEL	$\Delta$ Corrigida
Total Recursos (5)	537.394	494.036	500.860	- 43.358	- 36.534
Sobrecontratação (6)	-541.049	- 541.049	- 541.049	-	-
Efeito Líquido (7 = 6+5)	<b>- 3.656</b>	<b>- 47.014</b>	<b>- 40.190</b>	<b>- 43.358</b>	<b>- 36.534</b>

Ou seja, a atualização dos parâmetros relativos à cobertura e adicionais de bandeiras tarifárias, conforme proposto nesta Consulta Pública, gera queda da cobertura atualmente vigente e amplia o desequilíbrio financeiro gerado pelos custos extraordinários com a sobrecontratação.

Em razão das circunstâncias atuais, surge como hipótese manter os atuais parâmetros de cobertura e adicionais das bandeiras tarifárias, de modo a evitar a ampliação do descasamento de caixa ser enfrentado pelas concessionárias de distribuição ao longo de 2020.

Afinal, percebe-se que a proposta apresentada no âmbito desta Consulta Pública reduz já neste ano de 2020 a capacidade das distribuidoras de suportar maiores custos decorrentes da liquidação de sobras de energia no mercado de curto prazo a baixos PLD, cenário que reflete as condições atuais, tanto em termos de cobertura quanto de arrecadação via bandeiras.

Dada a sensibilidade da situação econômico-financeira das distribuidoras frente aos impactos da pandemia, é necessário ponderar quais medidas poderiam auxiliar na mitigação dos efeitos negativos e quais poderiam aprofundá-los.

A criação de um componente financeiro para a sobrecontratação seria uma alternativa, porém este Grupo CPFL entende que não seria a melhor aplicação para o momento, uma vez que a estabilidade das tarifas é um ponto crucial para o setor elétrico e seus consumidores, além de muitos reajustes do ano de 2020 já terem sido homologados, o que criaria uma disparidade de tratamento entre as distribuidoras.

Desta forma, entendemos que, no presente momento, a manutenção dos parâmetros vigentes de coberturas para CCEAR-D, EER e Risco Hidrológico, além dos adicionais das Bandeiras Tarifárias, tem a capacidade de evitar que as concessionárias de distribuição experimentem um descasamento de caixa superior ao previsto atualmente, em razão dos efeitos decorrentes do aumento da sobrecontratação a partir da queda de mercado em razão da pandemia em um período de baixos preços no mercado de curto prazo.

**Propomos, portanto, a prorrogação dos parâmetros vigentes de coberturas para CCEAR-D, EER e Risco Hidrológico, além dos adicionais das Bandeiras Tarifárias, sem prejuízo às contribuições anteriores caso esta não seja acatada.**