CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA MME Nº 132 DE 12/08/2022

A Consulta Pública do MME de nº 132, de 12 de agosto de 2022, ("CP 132/22"), divulgada por meio da Portaria nº 676/GM/MME, de 11 de agosto de 2022, tem por objetivo o recebimento pelo Ministério de Minas e Energia - MME de contribuições referentes aos valores preliminares decorrentes da revisão ordinária de garantia física de energia ("ROGF") das Usinas Hidrelétricas ("UHEs") despachadas centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Introdução

A presente CP 132/22 é derivada da Consulta Pública nº 123/2022, que teve como escopo apresentar para contribuições da sociedade a proposta de configuração de referência, as premissas, a metodologia e os critérios que definem a abrangência da ROGF de energia a ser realizada em 2022, para início de vigência em 01 de janeiro de 2023.

O conteúdo da referida CP 132/22 está substanciado em uma Nota Técnica e uma Minuta de Portaria, conforme divulgado pela Portaria nº 676/GM/MME, de 11 de agosto de 2022, os quais, dentre outros pontos, abordam as seguintes definições:

I - Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-059/2022-r0, de 3 de agosto de 2022, denominada Cálculo de Montante de Garantia Física - Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas - UHEs, de 3 de agosto de 2022; e

II - Minuta de Portaria contendo os Valores preliminares Revistos de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente, no SIN, obtidos com a aplicação da metodologia, das premissas, dos dados e das configurações apresentados no Relatório Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas UHEs Despachadas Centralizadamente no SIN.

Dessa forma, a Alupar Investimento S.A. ("Alupar") vem apresentar suas contribuições à metodologia, no âmbito da CP MME nº 132/2022, quanto aos seguintes pontos:

1) Questões acerca da memória de cálculo da NT EPE/059;
2) Avaliação da metodologia da EPE para revisão da garantia física;
3) Possíveis efeitos da não estacionariedade das séries de vazão;
4) Alteração no período crítico de afluências;
5) Influência das usinas não despachadas centralizadamente na carga crítica; e
6) Considerações acerca do parque térmico.

1. QUESTÕES ACERCA DA MEMÓRIA DE CÁLCULO DA NT EPE/059

Inicialmente, foram verificados os valores para as 122 usinas passíveis de revisão na ROGF 2022, informados na Nota Técnica Nº EPE-DEE-RE-059/2022-r0 (NT EPE/059, publicada em 03/08/2022). Os comentários se apresentam a seguir, conforme as etapas definidas na figura 1 da NT EPE/059, pág. 10.

1.1 Etapa 1: Garantias Físicas Locais obtidas nas respectivas configurações de cálculo

A nota técnica NT EPE/059 define a garantia física local GF_{local} como:

$$GF_{local} = EF_{UHE} \frac{EH}{EF\ SIN}$$

onde EH é o bloco hidráulico, $EF\ SIN$ é a energia firme do sistema e EF_{UHE} é a energia firme calculada com SUISHI. O resultado da soma das garantias físicas locais é aproximadamente 95% da soma das energias firmes.

No relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN", publicado pela EPE em agosto de 2022 (RT EPE 03/08/22, pág. 51) a GF_{local} tem uma definição diferente:

$$GF_{local} = EF_h \frac{EH}{\sum_{h=1}^{nh} EF_h}$$

onde EF_h é a energia firme da usina h, equivalente a EF_{UHE}, e nh é o número de usinas hidrelétricas na configuração. A tab. 18 da NT EPE/059 (págs. 42-45) apresenta 150 usinas cujo cálculo de garantia física deve ser feito de acordo com as seguintes configurações: referência (114 UHEs), específica 01 (1 UHE) e específica 02 (7 UHEs), as restantes 28 UHEs não serão revisadas. Independentemente do número nh **a soma das garantias físicas das UHEs passíveis de revisão na equação acima é o próprio bloco hidráulico**. As duas equações demonstram uma inconsistência na metodologia de cálculo das garantias físicas.

Questiona-se, portanto, se o rateio das energias firmes na primeira etapa 1 da ROGF representa a real contribuição das usinas à garantia de atendimento à demanda do sistema elétrico nacional.

1.2 Etapa 2: desconto do Montante Duplicado de Benefício Indireto

Nenhum comentário aos resultados desta etapa.

1.3 Etapa 3: aplicação dos limites de redução estabelecidos no Decreto nº 2.655/1998

Na etapa 3 calculam-se os limites de redução de 10% da garantia física de contrato ($GF_{localCC}^{rev}$) e de 5% da garantia física local ($GF_{localVig}^{rev}$). De acordo com o Decreto nº 2655/1998, a garantia física nesta etapa ($GF_{local}^{Dec2655}$) é o valor máximo entre estes dois limites e o valor obtido na etapa 2, isto é:

$$GF_{local}^{Dec2655} = \max(GF_{local} - MDBI, 90\% * GF_{localCC}^{rev}, 95\% * GF_{localVig}^{rev})$$

A verificação desta etapa usou os valores de $GF_{localCC}$ da tabela 2 e de $GF_{localVig}$ da tabela 33 do RT EPE 03/08/22. Os arredondamentos à primeira casa decimal estão incorretos, resultando em diferenças de 2,4 MWmed na coluna $90\% * GF_{localCC}^{rev}$ e de 5,5 MWmed na coluna $95\% * GF_{localVig}^{rev}$ em relação aos valores da tabela 10 da NT EPE/059.

Verificou-se que o limite $95\% * GF_{localVig}^{rev}$ para as usinas Jupiá, Santo Antônio do Jari e Suíça deve ser calculado com os valores da coluna "$GF_{localCC}$ ou $GF_{localROGF1}$" da tabela 33 (a NT EPE/059 não esclarece a razão). Feita esta substituição, verifica-se discordância entre os valores de $95\% * GF_{localVig}^{rev}$ calculados de acordo com a metodologia EPE e os valores encontrados na tabela 10 da NT EPE/059 para algumas usinas.

Ao final desta etapa obteve-se $GF_{local}^{Dec2655} = 34.458{,}0\ \mathrm{MWmed}$, enquanto esperava-se 34.446,8 MWmed, uma diferença de 11,2 MWmed.

1.4 Etapa 4: obtenção da Garantia Física de Energia Local Revisada

A garantia física local revisada é obtida da $GF_{local}^{Dec2655}$, limitada à disponibilidade máxima $D\mathrm{máx}_h$ da usina h. Uma vez que nenhuma usina atinge o limite $D\mathrm{máx}_h$, a garantia física nesta etapa, $GF_{local}^{semD\mathrm{máx}} = GF_{local}^{revisada}$.

1.5 Etapa 5: definição da Garantia Física de Energia Revisada

A garantia física revisada é calculada a partir da soma:

$$GF_{revisada} = GF_{local}^{revisada} + \Delta GF^{nrev} + BI + GF_{CF_{sec}}$$

onde ΔGF^{nrev} são os acréscimos/decréscimos não revisáveis, BI é o benefício indireto e $GF_{CF_{sec}}$ é a garantia física da casa de força secundária não despachada. Uma vez que não há comentários sobre as parcelas somadas a $GF_{local}^{revisada}$, **o resultado é $\boldsymbol{GF_{revisada} = 34.901{,}2\ \mathrm{MWmed}}$**, 11,2 MWmed acima do valor esperado de 34.890 MWmed.

2. AVALIAÇÃO DA METODOLOGIA DA EPE PARA REVISÃO DA GF

O método do rateio de garantia física segundo a energia firme impõe uma dependência linear entre GF e EF como mostra a Figura 1:

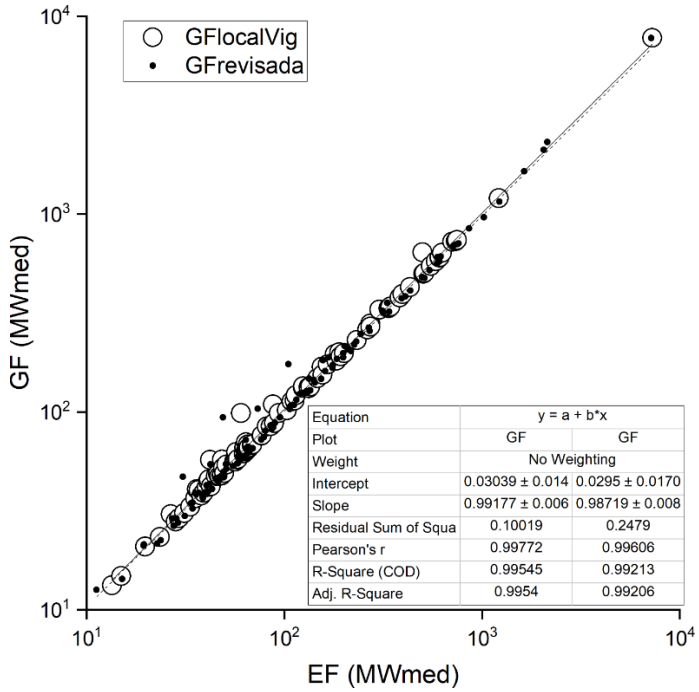

Figura 1. GF em função de EF para as revisões ROGF 2017 e ROGF 2022

A inclinação obtida com os dados da ROGF 2022 é ligeiramente menor que para a ROGF 2017 (0,987 contra 0,998), o que significa que o sistema hidráulico foi penalizado ainda um pouco mais.

A linearidade de $GF \times EF$ não explicita o principal problema desta ROGF que é a distribuição da variação das garantias físicas das usinas, em relação aos valores vigentes. A análise desta distribuição se faz com os seguintes parâmetros:

$$\Delta GF = 100\% \times \frac{GF_{revisada} - GF_{localVig}}{GF_{localVig}}$$

$$\Delta EF = 100\% \times \frac{EF_{ROFG2022} - EF_{ROFG2017}}{EF_{ROFG2017}}$$

$$\Delta GER = 100\% \times \frac{GER_{2017-2021} - GER_{1999-2016}}{GER_{1999-2016}}$$

Usaram-se valores de GF e EF das revisões ordinárias de 2017 e 2022. O parâmetro GER é a média das séries anuais de geração obtidas em http://www.ons.org.br/ para os períodos 2017-2021 (posterior à ROGF 2017) e 1999-2016 (anterior à ROGF 2017).

A Figura 2 mostra $\Delta GF \times \Delta EF$ para as 96 usinas passíveis de revisão tanto na ROGF 2017 quanto na ROGF 2022. A linha tracejada indica o comportamento esperado, de acordo com o verificado na Figura 1. Verifica-se que 45 usinas sofreram redução de GF apesar do aumento da EF, enquanto 4 apresentaram menor EF e ainda assim tiveram acréscimo de GF.

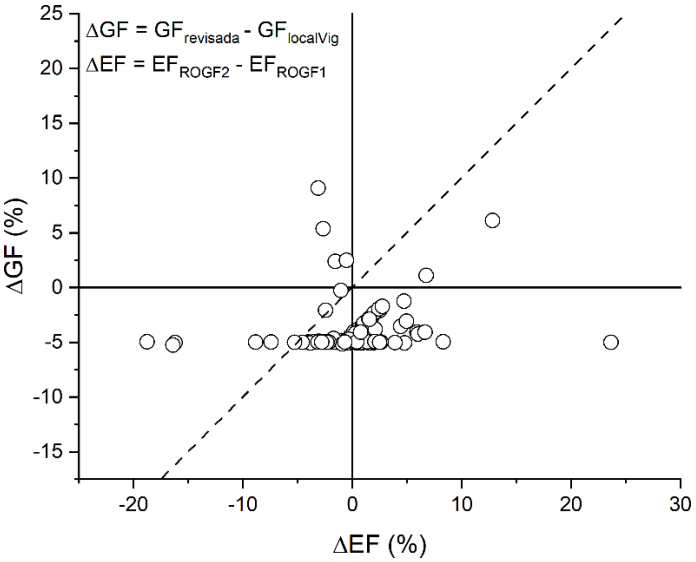

Figura 2. ΔGF em função de ΔEF

Na Figura 3 encontra-se a distribuição de variação de garantia física em função da variação de geração. A distribuição dos pontos é ainda mais distorcida; no quadro abaixo temos uma UHE que teve aumento de GF de 6% para uma redução de geração de mais de 40%. No mesmo quadrante, outra UHE reduziu sua geração em 13%, mas sua garantia física aumentou 71%.

No 3º quadrante (redução de GF e de GER) a limitação de redução levou a um acúmulo de pontos em $\Delta GF = -5\%$, embora ΔGER tenha ultrapassado -60%.

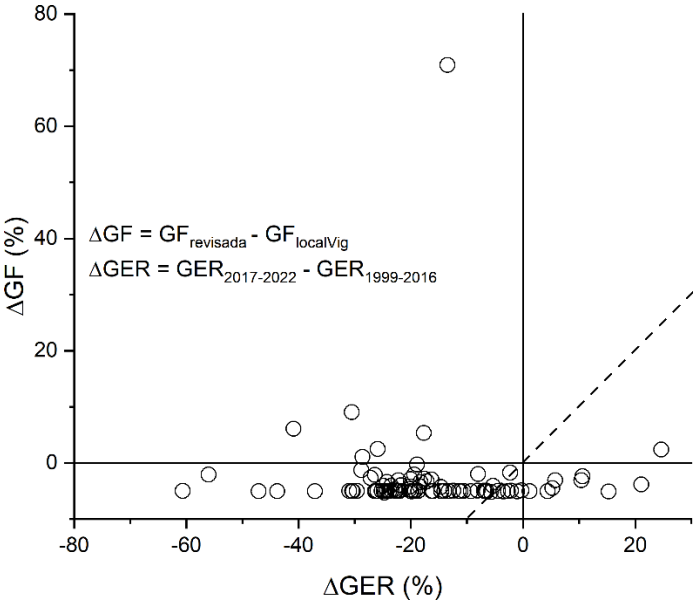

Figura 3. ΔGF em função de ΔGER

A energia firme é um valor simulado com o SUISHI, sendo interessante verificar o comportamento de ΔEF em relação ao parâmetro experimental ΔGER, apresentado na Figura 4. A energia firme simulada não tem nenhuma dependência em relação à geração. Observa-se que 90% das usinas têm ΔEF entre $\pm 6\%$; a geração, porém, distribui-se entre -60% e +25%.

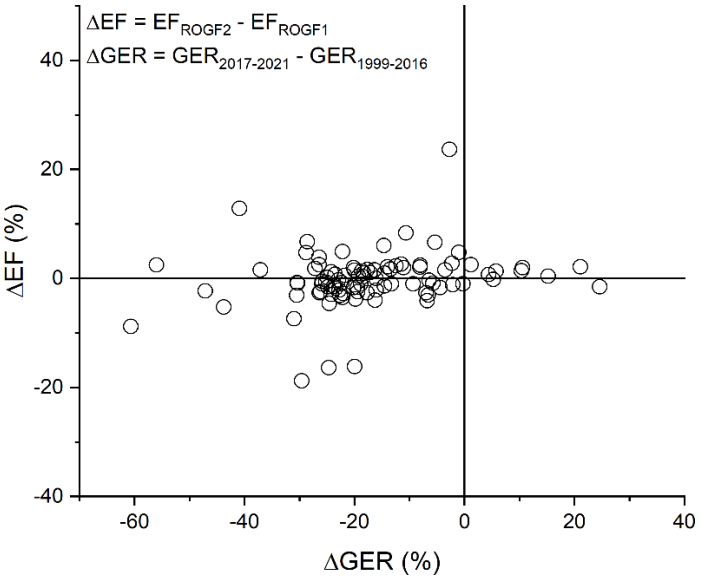

Figura 4. ΔEF em função de ΔGER

A quantidade de usinas com $\Delta GER < 0\%$ reforça o estresse hídrico do sistema elétrico brasileiro.

Em conclusão, a metodologia para revisão das garantias físicas resulta em variações de garantia física que não aderem às mudanças de energia firme ou de geração.

3. POSSÍVEIS EFEITOS DA NÃO ESTACIONARIEDADE DAS SÉRIES DE VAZÃO

Estudos recentes mostram que séries de vazões afluentes a diversas usinas do SIN apresentam não estacionariedade. Em números, 48% das usinas em operação (ref.: jan./2022) apresentam séries não estacionárias, sendo que a maioria delas (69%) com tendências de aumento nas vazões. Esse fenômeno, não contabilizado na ROGF, pode ter efeitos nas duas principais etapas da definição dos montantes de GF das usinas:

1. Determinação da $EF\ SIN$ referente às hidrelétricas (ou bloco hidráulico): em sendo observado um aumento nas vazões de diversas usinas do SIN, é de se esperar que a $EF\ SIN$ também aumente. Nesse caso, a energia do bloco hidráulico a ser submetida ao rateio individual é maior.

2. Determinação da EF_{UHE} (processo de rateio): como uma consequência direta do efeito anterior, após o rateio as UHEs com tendência de aumento nas vazões afluentes teriam sua participação relativa no rateio também aumentada.

4. ALTERAÇÃO NO PERÍODO CRÍTICO DE AFLUÊNCIAS

Como consequência da recente crise hídrica observada em diversas regiões brasileiras, muitos empreendimentos tiveram seus períodos críticos de afluência alterados da

década de 1950 (período vigente) para a década de 2010. Nesse caso, a participação relativa de cada usina no rateio da $EF\ SIN$ se altera, o que pode refletir em uma mudança na EF_{UHE}.

5. INFLUÊNCIA DAS USINAS NÃO DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE NA CARGA CRÍTICA

Como apontado na Nota Técnica Nº EPE-DEE-RE-059/2022-r0 (página 12), a carga crítica advinda das usinas não despachadas centralizadamente é de 22.303 MW médios. Utilizando os números da Configuração de Referência para ilustração, esse valor corresponde a aproximadamente 26% da Carga Crítica do SIN (22.303/86.900 [MW médios]). Argumenta-se que o abatimento direto da participação das usinas não despachadas centralizadamente provoca uma redução acentuada na Carga Crítica a ser atendida pelo bloco hidráulico. Ao fazer isso, a metodologia considera que 26% da Carga Crítica do SIN será atendida por usinas que não são despacháveis, o que pode refletir em um aumento no risco de não atendimento à demanda do sistema.

Esse argumento pode ser explicado ao se analisar de forma comparativa as revisões de garantia física de 2017 (ROGF2017) em relação à proposta atual (ROGF2022). Considerando os Casos de Referência em ambas as situações, a Tabela 1 exibe as cargas críticas atribuídas aos blocos hidráulicos, térmicos e referente às usinas não despachadas centralizadamente.

Tabela 1. Cargas críticas de cada bloco de energia para ROGF2017 e ROGF2022, considerando o Caso de Referência (valores em MWmed.)

	ROGF2017	ROGF2022
Bloco Hidráulico	54.581,6	51.474,5
Bloco Térmico	15.557,5	13.122,8
Usinas Não Despacháveis	14.271,0	22.303,0
Total*	**84.410,0**	**86.900,0**

*Os valores exibidos foram retirados diretamente das respectivas notas técnicas e não somam o valor total exibido.

Como se pode notar, apesar de a carga crítica do sistema ter aumentado entre as revisões, tanto o bloco hidráulico quanto o térmico sofreram reduções. Elas foram absorvidas pela geração das usinas não despacháveis, que aumentou sobremaneira.

Nunca é demais lembrar que uma parte significativa da parcela relativa às usinas não despacháveis centralizadamente se compõe de eólicas, solares, pequenas centrais hidrelétricas e, em menor escala, de geração distribuída. Assim, a sua contribuição para a **garantia** do fornecimento regular de energia para atender à carga é inferior às que tem capacidade de regularizar. O fato de simplesmente se abater valores médios da carga esperada, no caso a crítica, não considera a variabilidade implícita no valor estimado, isto é, no caso, 22.303 MWmed. Houve, portanto, um aumento de 7.582 MWmed, que equivale a 53%. Entende-se que a metodologia para obtenção das Garantias Físicas das usinas hidrelétricas foi estabelecida em uma época na qual não se contava com a expressiva participação de usinas não despachadas centralizadamente. Dessa forma, defende-se que

essa parte da metodologia carece de revisão para que as distorções sejam corrigidas, evitando que o bloco hidráulico seja penalizado no processo.

6. CONSIDERAÇÕES ACERCA DO PARQUE TÉRMICO

O parque térmico tem influência direta no processo de revisão das garantias físicas, principalmente no tocante às UTEs inflexíveis. Entretanto, a identificação de tais casos não é tarefa simples por não haver documentação atestando quais empreendimentos são classificados como inflexíveis no momento da análise. Portanto, em posse do deck de arquivos que alimenta o modelo Newave, partiu-se de duas premissas:

1. UTEs com CVU igual a zero: nesse caso, o modelo de otimização selecionará essas usinas para o despacho, pois o custo é nulo.
2. UTEs com geração térmica mínima fixa para o horizonte de planejamento.

Os dois casos foram analisados separadamente e de maneira comparativa à última revisão de garantia física (ROGF2017). Os resultados estão expressos na Tabela 2 e Tabela 3, respectivamente:

Tabela 2. UTEs com CVU nulo para ROGF2017 e ROGF2022

	ROGF2017	ROGF2022
Número de UTEs	128	130
UTEs com CVU = 0	6	20
Potência somada	641,5 MWmed	2.826,3 MWmed
Percentual do bloco térmico	4,1%	21,5%

Portanto, tem-se que na ROGF2017 a potência das UTEs com CVU nulo em relação ao bloco térmico da época (para o Caso de Referência: 15.557,6 MWmed) era de 4,1%. Esse percentual aumentou para 21,5% na ROGF2022 (também considerando o Caso de Referência: 13.122,8 MWmed.).

Tabela 3. UTEs com geração mínima fixa para ROGF2017 e ROGF2022

	ROGF2017	ROGF2022
Número de UTEs	128	130
UTEs com geração mínima fixa	30	30
Potência somada	5.211,86 MWmed	6.008,68 MWmed
Percentual do bloco térmico	33,5%	45,8%

Para esse segundo caso, o número de UTEs com geração mínima fixa se manteve o mesmo, contudo a potência aumentou na ROGF2022. Relativamente ao bloco térmico, o percentual subiu 12,3 pontos percentuais.

Alguns comentários adicionais:

- O bloco térmico reduziu da ROGF2017 para a ROGF2022 em 2.434,8 MWmed. (18,5%).
- Das 20 UTEs com CVU nulo na ROGF2022, 8 são a gás natural e 12 são a diesel. Entretanto, os maiores empreendimentos são a gás natural.
- O deck do Caso de Referência da ROGF2022 considera a usina nuclear de Angra 3 como existente e com geração mínima fixa de 1.282,7 MWmed (cerca de 9,8% do bloco térmico total). Entretanto, a usina ainda está em fase de construção e com data incerta para entrada em operação.
- As usinas de fonte térmica com CVU igual a zero não têm o seu custo econômico e sua contribuição para o aumento da garantia do sistema contabilizados. Portanto, em um processo de formação de preços de energia fundamentado no Custo Marginal de Operação e no Custo Marginal de Expansão (no que tange o planejamento) este tipo de premissa está em contradição com os princípios de eficiência econômica.