



Em 28/03/2022, este Ministério de Minas e Energia – MME iniciou o processo de participação pública para colher informações a respeito das premissas e critérios propostos para a execução da II Revisão Ordinária (ROGF) das usinas hidrelétricas (UHEs) com despacho centralizado (despC), coordenado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), nomeada Consulta Pública nº 123/2022 (CP MME 123/2022). No âmbito desta consulta foram disponibilizados documentos referenciais de forma a respaldar tecnicamente a referida proposta de RGOF em análise pelos agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN), que deverão ser analisados de maneira expedita em 15 (quinze) dias a partir da data de abertura da CP MME 123/2022. Como documento principal identifica-se a Nota Técnica nº 34/2022/DPE/SPE (NT DPE/SPE 34/2022) e anexos como sendo o Relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN"- mar/2022 (RELA EPE-ROGF/2022), onde expõe em detalhes as condicionantes desta revisão de GF, e, a Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-011/2022-r0 (NT EPE 11/2022), que apresenta a metodologia estabelecida para o cálculo do Benefício Indireto vigente (BI), modelando a contribuição de cada UHE a jusante de reservatórios em cascata.

O tema da CP MME 123/2022 trata de um evento previsto de ocorrer e de extrema relevância à dinâmica física e comercial do SIN, pois envolve rebatimentos diretos à condição de energia firme disponível ao despacho ONS e à oferta de energia do Mercado de Realocação de Energia (MRE). Inclusive, reconhece-se a necessidade de haver um melhor retrato do cenário real do SIN para que a promoção por aprimoramentos do modelo regulatório, comercial e operacional, tão almejada por este MME, coordenador do GT Modernização do Setor Elétrico¹, consiga evoluir, com previsibilidade jurídica e regulatória, no sentido de sanar as distorções que impedem a eficiência do planejamento da expansão, em paralelo à abertura do mercado e à sustentabilidade da cadeia do mercado brasileiro de eletricidade.

Entende-se que o primeiro passo para corrigir problemas diagnosticados, tais como: a sobreavaliação das GFs e a majoração dos montantes de energia atrelados a Contratos de Energia de Reserva (CERs), no contexto de planejamento da expansão, é buscar um processo de ROGF mais integralizado, onde na medida do possível, possa-se inserir elementos que diminuam a defasagem entre o mundo eletrodinâmico e o contratual. A consequência disso é maior confiabilidade para o suprimento, menor uso dos Encargos de Uso do Sistema (ESS) e uma tarifa mais justa ao consumidor. Assim, as Empresas Eletrobras corroboram com a proposta do MME de

1 (Portaria nº 187/2019)



estabelecer uma ROGF mais consistente de maior acurácia e aderência à condição real de energia disponível ao despacho centralizado.

Não obstante, em alguns pontos relativos à consistência técnica das premissas e critérios apresentados nos documentos citados acima, as Empresas Eletrobras, dada a oportunidade de discussão, apresentam sua contribuição no sentido de destacar aspectos relevantes para a evolução da proposta atual de ROGF fundamentada em comentários técnico-conceituais que permeiam em geral as bases desta ROGF.

Aspectos Regulatórios

A Garantia Física (GF) é uma métrica pela qual se determina a quantidade de energia que determinado equipamento de geração consegue fornecer levando-se em consideração um dado critério de suprimento, definido pela Resolução CNPE nº 29/2019. A aplicabilidade do conceito de GF no Setor Elétrico Brasileiro se manifesta de duas formas quando se trata de UHEs: (i) o mecanismo geral de definição da quantidade máxima de energia que um empreendimento de geração pode comercializar, e por outro lado, (ii) o mecanismo de definição da cota de participação no MRE. Daí a relevância e importância da GF para o mercado de energia.

Os cálculos para os empreendimentos de geração, bem como suas revisões, ficam a cargo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que segue metodologias e critérios definidos por regulamentações específicas e orientação do MME. E, embora, existam regras explícitas para a execução de um processo de revisão de GF, existem definições adicionais de metodologia, premissas e critérios que são estabelecidas por meio de notas técnicas descritivas para a real configuração de cenário que o modelo roda.

Como de conhecimento consagrado, a produção de energia hidrelétrica depende, em grande medida, das condições climáticas sazonais, das vazões pré-definidas e aflúncias dos fluxos hidrológicos dos rios, que afetam significativamente a produção das UHEs e, por conseguinte, poderiam atingir também o atendimento aos contratos firmados para viabilizar a implantação das respectivas usinas de geração. Para mitigar os riscos hidrológicos e permitir a atração de investimentos na expansão da matriz de geração brasileira, o MRE foi instituído como sendo um condomínio de agentes hidrelétricos, não necessariamente com dspC, para mitigar os riscos hidrológicos e dar segurança quanto ao cumprimento dos seus contratos comerciais, conforme previsto na Lei nº 9.648/1998 e na Lei nº 10.848/2004.

Elucida-se que a regulamentação do MRE se encontra basicamente no Decreto nº 2.655/1998. Visto de modo geral, fixa-se para as respectivas usinas uma "energia assegurada" (grandeza



Eletrobras

Consulta Pública MME n.º 123/2022

II Revisão Ordinária de Garantia Física de UHEs com despacho centralizado - 2022.

denominada, para as centrais hidrelétricas, de GF), e simultaneamente, define a fração do total de GF do sistema MRE, ou seja, o quanto é alocado a cada um dos geradores participantes (Decreto nº 2.655/1998, art. 21, § 2º).

No art. 21, § 3º do decreto supramencionado, a GF atribuída a um determinado gerador corresponde ao seu respaldo físico para fins de cobertura contratual, ou seja, é o lastro da UHE para fins de comercialização. Trata-se, portanto, de importante garantia legal, já que a comercialização de energia se faz a partir do lastro de um empreendimento de geração, que atesta a viabilidade da implantação e a operação da usina.

No que diz respeito à regulamentação de revisão de GF, o art. 21, § 4º do Decreto nº 2.655/1998, estabelece que “o valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto **a cada cinco anos**, ou na ocorrência de fatos relevantes”. Tem-se, nesse sentido, nesta II ROGF, o correto cumprimento da regulamentação quanto à periodicidade da ROGF de UHEs integrantes do MRE.

Contudo, devido às definições de premissas e critérios em proposição nesta CP MME 123/2022, para a configuração do caso base não se esclarece a manutenção da aplicação dos limites de redução de GF para as UHEs em processo de ROGF. Com efeito, em qualquer caso de processo de revisão, o art. 21, § 5º, do Decreto nº 2.655/1998 fixa os limites quantitativos da revisão da garantia física, proibindo, apenas, reduções superiores a 5% em relação ao montante vigente a cada revisão, limitadas, em seu todo, a 10% do valor da base (contrato vigente).

A revisão em questão é baseada em empreendimentos hidrelétricos existentes e em operação, integrantes do MRE. Este evento deve seguir o ritmo descrito no item “4.5. *Determinação da Garantia Física de Energia Revisada das UHEs*” que consta no RELA EPE-ROGF/2022. É *conditio sine qua non* seguir os ditames do Decreto nº 2.655/1998, respeitando a aplicação dos limites de redução de revisão das GF, para determinar as premissas e critérios desta II ROGF das UHEs com dspC. Alterar a “regra do jogo” em curso é temerário e pode dar margem a uma nova estagnação do mercado, devido às novas judicializações em torno do MRE.

Neste ponto, insere-se a privatização, ainda não consumada, da Eletrobras como cenário único de configuração de referência, onde se estabeleceu valores de novos montantes de GF para as UHEs abrangidas pela Lei 14.182/2021. Na configuração hidrotérmica desta II ROGF, ora em proposição, 20(vinte) UHEs em privatização terão suas GFs fixadas, sem estarem sujeitas a alteração, conforme valores plasmados na PORTARIA MME nº 544/GM/MME/2021. Valores, estes, que foram calculados mediante aplicação da PORTARIA MME nº 101/2016 e PORTARIA MME nº 74/2020 materializada no “deck” utilizados na rodada dos modelos computacionais NEWAVE (Versão 27) e SUISHI (Versão



15.0.0 /Encad versão 5.6.27), conforme consta no Relatório EPE-DEE-RE-086/2021-r0².

Percebe-se que o volume em MW médios do conjunto de UHEs é significativo, em torno de 30 a 40% do volume total de GF do MRE. Os rebatimentos disso atingem ao menos dois efeitos práticos: (i) diminuição do lastro físico atribuído a determinando empreendimento de geração hidrelétrica, reduzindo a possibilidade de comercialização de sua respectiva produção, o que pode acarretar desequilíbrio econômico financeiro, e (ii) diminuição da quantidade de energia que o respectivo agente poderá receber do MRE. Isto é restrição à comercialização de energia hidrelétrica do SIN em qualquer período de hidrologia, favorável ou não.

As regras previstas no Decreto nº 2.655/98 consistem em direitos subjetivos dos participantes do MRE e foram concebidas para ampliar a segurança aos investidores em geração hidrelétrica. Logo, pelo princípio da razoabilidade e equidade é pertinente avaliar que para esta II ROGF a mesma estrutura de definição e parametrização definida no Relatório EPE-DEE-RE-086/2021-r0 seja mantido sem alterações. Adicionalmente, o fato de haver indefinições regulatórias relacionadas ao aprimoramento do planejamento/operação do SIN e dos modelos computacionais institucionais, desenvolvidas no âmbito da CPAMP e outros fóruns de discussão coordenados pelo MME, confirmam a sugestão de sem manter o mesmo “deck” utilizado no cálculo das GFs da UHEs em privatização, nesta nova ROGF.

Tal consideração é válida e, se sustenta, por seguir a lógica adotada na última ROGF realizada em 2017, onde algumas convenções foram estabelecidas devido a incompletude dos estudos essenciais para se realizar a integral RGOF naquela época. Assim, portanto, optou-se por alterar apenas as variáveis econômicas tratadas na metodologia sem alterar as variáveis associadas aos usos consuntivos da água, à produtividade das usinas e às curvas cota-área-volume dos reservatórios, cujos estudos ainda não haviam sido concluídos.

Atualmente, o cenário possibilita melhor tratamento a algumas das variáveis não consideradas em 2017 e possibilita uma melhor representação destes quesitos, em conformidade ao regulamentado na Resolução ANA nº 93/2021 (RES ANA nº 93/2021). Contudo, a situação atual demonstra um processo incipiente, mesmo que robusto, de validação de parâmetros importantes e de estreita relação ao processo de RGOF (CVaR, alfa, lambda, PAR(p)/PAR(p)-A). Inclusive, a publicação recente do valor de CME_{duplo} (R\$ 90,00/MWh) confirmada no Plano Decenal de Expansão de Energia 2031³ - PDE 2031, ainda guarda dúvidas e precisam ser melhor debatidas pelos agentes de geração

² Relatório Descritivo do Cálculo de Montante de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas da Eletrobras Despachadas Centralizadamente Alcançadas pela Lei 14.182/2021.

³ Disponível: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf



Eletrobras

Consulta Pública MME n.º 123/2022

II Revisão Ordinária de Garantia Física de UHEs com despacho centralizado - 2022.

para a coerência ao cenário de PMO de mai/2022, rebatimentos das definições contidas na RES ANA n.º 93/2021 para os usos consuntivos da água e aspectos relacionados à proporcionalidade e à sazonalidade do mercado. Lembra-se que, com a publicação das Resoluções Normativas Aneel n.ºs 898/20 e 899/20, novas condições para a sazonalização de GF das UHEs participantes do MRE e no tratamento das exposições foram estabelecidas e o momento é de transição até dez/2026.

As UHEs em processo de ROGF possuem responsabilidades contratuais em curso no mercado e necessitam ter previsibilidade para avaliar o impacto da alteração de suas GFs. Logo, é primordial realizar simulações a partir de um deck já definido e que assegura coerência a critérios e premissas já utilizados no cálculo de novas GFs em privatização, que são parte significativa das UHEs que compõe o bloco hidrotérmico em despacho centralizado no SIN, dentro de um tempo satisfatório para a conclusão das análises.

Cabe destacar, também, que o Decreto n.º 2.655/98 não determina limite percentual máximo para o acréscimo de GF. Isto é uma lacuna regulatória que possibilita chances de aumento de GF ilimitados a determinados geradores, quando outros poderão ter suas GFs diminuídas e, possivelmente, será sanada conforme sinaliza-se na proposta do art. 7º PL 414/2021 em tramitação na Câmara dos Deputados, em transcrição:

*"As revisões ordinárias de garantia física das usinas despachadas centralizadamente participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE observarão, **tanto para o acréscimo quanto para a redução de garantia física, o limite**, por revisão, de cinco por cento do valor estabelecido na última revisão realizada e o limite total, considerado o conjunto das revisões durante a vigência da outorga, de dez por cento do valor de base constante do respectivo ato de outorga, conforme regulamento"**(grifo nosso)***

Fato relevante em se considerar que a depender do período crítico adotado e critérios aplicados a ROGF, alguns agentes do MRE estariam em privilégio vantajoso com as suas novas e aumentadas GF. A igualdade material entre os agentes do MRE não está equilibrada ou isonômica quando se trata do limite de aumento desta GF revisada. Não se pode preterir o princípio da isonomia entre os agentes geradores do MRE neste quesito, imputando mais desigualdade ao modelo e à condição de negociação no mercado energético.

Não se justifica, conforme exposto, a aplicação de premissas e critérios diferentes dos definidos no Relatório EPE-DEE-RE-086/2021-r0, ou mesmo alteração do período crítico de carga, para este processo atual de ROGF. A II ROGF é um evento esperado por todo o SIN, inclusive pelos geradores hidrelétricos com despC, integrantes do MRE, por existir regulamentação em vigor que instrui este processo e sofre interferência de fato associado ao momento de privatização das Empresas Eletrobras.



Premissas e Critérios – Definição dos Parâmetros

1. Índices de Indisponibilidade de Referência – TEIF e IP

No âmbito de CP MME 82/2019 foi proposto novos dos valores de referência para os índices de Indisponibilidade Forçada – TEIF e Indisponibilidade Programada – IP das UHEs por faixa de potência das UGs, como mostra a Tabela 1. A PORTARIA MME nº 484/2014, art.6º, prevê a avaliação dos parâmetros TEIF e IP vigentes, e segundo a NT nº 65/2019/DPE/SPE foi proposto a alteração sob a justificativa de promover mecanismo de incentivo à melhoria de desempenho. Também, estava incluído na proposta a exclusão da possibilidade de utilização dos valores apurados de TEIF e IP para as usinas com desempenho verificado abaixo dos valores de referência. Isto aprovado estaria permitindo que tais usinas fossem demasiadamente penalizadas.

Na contribuição das Empresas Eletrobras para a CP MME 82/2019 foi apresentada uma avaliação que demonstra que a elevação dos valores de referência representou para algumas usinas um aumento significativo em um curto espaço de tempo, sendo relevante destacar que o impacto de tal elevação é potencializado pela proposta de inclusão do parágrafo 3º no artigo 5º, na PORTARIA MME nº 484/2014, com a seguinte redação:

"(...) § 3º Para os agentes cujas Usinas Hidrelétricas estejam enquadradas no inciso I e que apresentem valores de Índices de Disponibilidade apurados inferiores aos definidos no Anexo, serão considerados os valores de TEIF e IP constantes do Anexo à presente Portaria."

Pois, embora a elevação desses índices possa resultar em um ganho marginal de GF, o que resultará de imediato é a penalização de uma grande quantidade de geradores hidrelétricos quando da aplicação do FID (MRGF), sendo tal impacto negativo mais danoso que o resultado potencialmente positivo auferido.

Pot. Unitária (MW)	TEIF (%)	IP(%)	D(%)
até 29	1,721	4,228	94,124
30 a 59	1,702	4	94,366
60 a 199	2,075	4,623	93,398
200-699	3,579	3,765	92,791
700-1300	1,85	3,538	94,677

Tabela 1 – Índices atualizados por faixa de Potência Unitária – Proposta CP MME 82/2019

Além disso, um aumento na disponibilidade de referência não necessariamente gera um acréscimo de garantia física em uma eventual revisão, dado que o cálculo da garantia física é extremamente complexo e considera muitas outras variáveis relevantes, como custos de fontes térmicas e o



Eletrobras

Consulta Pública MME n.º 123/2022

II Revisão Ordinária de Garantia Física de UHEs com despacho centralizado - 2022.

aumento das fontes renováveis na matriz, além de parâmetros do modelo, como CVAR, VMINOP e reamostragem das séries.

Também, como base, foi sugerido que a metodologia utilizada para especificar a revisão dos TEIF e IP referência, descrita na NT nº 65/2019/DPE/SPE, tivesse o critério de exclusão fosse aprimorado e na base de dados fossem considerados as UHEs cujo fator de disponibilidade fosse inferior ao de referência, para que a elevação artificial dos valores propostos não ocorresse para não ocasionar em prejuízos às usinas com desempenho inferior e promovesse maior aderência à realidade. Propôs-se, então, a inclusão das usinas com fator de disponibilidade inferior a 80% na base de cálculo para os valores de referência de TEIF/IP desta CP MME 82/2019.

Como ainda não foi emitido e divulgado instrumento que regule a conclusão final do MME sobre a CP MME 82/2019, cumpre destacar que os valores de referência TEIF e IP são metas de disponibilidade que guardam intrínseca relação com a característica construtiva de cada UHE, sem ser completamente percebidas com a adoção de valores médios por tipo de gerador (Kaplan/bulbo e Francis) e faixa de potência, de modo que, excetuando-se o início de operação e o final de vida útil do equipamento (curva da banheira), tais valores de referência possuem pouca variabilidade, não se justificando sua revisão no curto prazo.

A melhora percebida na avaliação dos valores apurados em quase todas as faixas de potência guarda relação direta com a redução nas intervenções realizadas, evidentes principalmente para o caso das usinas prorrogadas nos moldes da Lei nº 12.783/2013, que somente recentemente obtiveram o reconhecimento de receita para a realização de investimentos em melhorias. Logo, é esperado que nos próximos anos este universo específico de agentes realize as intervenções necessárias que ficaram represadas nos últimos anos, resultando assim em um afundamento em seus índices de disponibilidade.

Ainda, com relação direta à proposta desta ROGF, em discussão na CP MME 123/2022, no que tange o critério de abrangência especificado no item 3.1. do RELA EPE-ROGF/2022, em transcrição:

"... Somente serão revisadas as garantias físicas de energia locais das usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente que forem válidas e eficazes há pelo menos 5 (cinco) anos em 31 de dezembro de 2022".

Estipula-se o período mínimo de 5 (anos) para a vigência da GF da UHE na II ROGF. No entanto, observa-se fato relevante da não exigência temporal de classificação de modalidade operativa da UHEs em ROGF correlacionada ao critério supracitado. Logo, é adequado considerar para o cálculo



desta ROGF, o tempo efetivo em que a UHE opera na modalidade de despacho **TIPO I**⁴. Fato que evidenciamos ser concreto de avaliação do MME e EPE para aderência ao estabelecido na PORTARIA MME n.º 484/2104, art. 5º, tendo em vista a alteração promovida pela PORTARIA MME n.º 248/2015, que especifica (trecho transcrito):

*“Art. 5º **Nas Revisões Ordinárias de Garantia Física de Energia de Usinas Hidrelétricas, previstas no Decreto no 2.655, de 2 de julho de 1998, serão considerados: (Redação dada pela Portaria MME no 248, de 2 de junho de 2015)***

I - os valores de TEIF e IP apurados pelo ONS para as usinas hidrelétricas com mais de sessenta meses de operação comercial após completa motorização; e

II - os valores de TEIF e IP constantes do Anexo à presente Portaria para as demais usinas hidrelétricas.”

Em particular, na configuração de referência desta II ROGF, uma das UHEs que se enquadra em situação excepcional de não ter 5 (cinco) anos em despC é a UHE São Domingos. Este caso exemplifica claramente o problema apontado de não haver de apuração TEIF e IP no período de 5 (cinco) anos apurado pelo ONS, completos, até o fechamento do PMO de maio de 2022 ou por conta da utilização das taxas de indisponibilidade TEIF e IP abrangendo a janela de análise o período de 60 meses, com início em 1º/01/2017 e fim em 31/12/2021.

A UHE São Domingos passou a ser classificada pelo ONS como **TIPO I**⁵ a partir de agosto de 2018, quando foram iniciados os registros oficiais de TEIF e IP deste empreendimento. Todavia, mesmo que esta usina esteja em operação comercial há mais de 5 (cinco) anos, os dados registrados pelo ONS de TEIF e IP não seriam suficientes para que a amostragem necessária especificada no art. 5º da PORTARIA MME n.º 484/2014, seja em seu inciso I ou II, fosse atendida para cálculo dos valores médios dos índices de indisponibilidade adotados nos modelos de simulação.

Isto posto, as Empresas Eletrobras sugerem que seja agregado ao critério de prazo de vigência da GF, já previsto no RELA EPE-ROGF/2022, a definição de que somente devam sofrer ROGF as UHEs com, no mínimo, 5 (cinco) anos de operação como **TIPO I** perante o ONS.

Por fim, este tópico, é relevante notar que os novos valores de referência de TEIF e IP que vierem a ser aprovados pelo MME só deverão se tornar aplicáveis no momento da ROGF, nos termos do Decreto n.º 2.655/98, art. 21, § 4º, com a devida publicação de instrumento formal que sacramente as alterações decididas pelo MME no âmbito da CP MME 82/2019. Este é um dos pontos relevantes

4 Classificação de modalidade de operação de usinas descrita no item 1.2.3. do Submódulo 7.2 – Procedimental, dos Procedimento de Rede NOS, versão 2020.12

5 classificação anterior era **TIPO II**



com impacto direto a situação proposta na CP MME 123/2022 quanto às premissas consideradas nesta proposta de ROGF.

2. PAR(p)-A

Num passado recente, no âmbito da CP MME 111/2021, foi constatado um problema de cálculo inexato na Função de Custo Futuro (FCF), ao se considerar a metodologia PAR(p)-A na versão 27.04.07 do modelo NEWAVE, que serviu de base para a evolução dos estudos realizados pela CPAMP, desde a CP MME 109/2021. Com isso, para uma melhor representação hidrológica, o PAR(p)-A foi adotado em substituição ao PAR(p), oferecendo maior abrangência do espaço amostral do histórico de vazões e os resultados dos modelos indicaram que seu uso traz o efeito positivo em garantir maior nível de armazenamento nas usinas hidrelétricas, via aumento da geração térmica de forma preventiva. Entretanto, como exposto anteriormente, deve-se primar pela razoabilidade e equidade na adoção de critérios e parâmetros que estejam em prática consagrada e prioritariamente regulamentados formalmente.

A adoção da proposta da CPAMP quanto a utilização do PAR(p)-A embora demonstre uma tendência positiva para aperfeiçoamento metodológico, pode ocasionar significativa distorção entre o cálculo das GFs dos novos contratos das UHEs em processo de privatização e as UHEs elegíveis a ROGF 2022, podendo refletir negativamente a não integralidade da revisão em curso. Portanto, recomenda-se utilizada o PAR(p).

3. Avaliação da Parametrização do CVaR

Conforme referido relatório da CP MME 111/2021, a proposta do CVaR 50x50 deixou de ser suficiente para cumprir o objetivo de adequação do despacho dos modelos à realidade operativa, na medida em que esta parametrização CVaR 50x50 não pode ser concomitante à aplicação da metodologia PAR(p)-A.

Já na CP MME 121/2022, a CPAMP mostrou que os resultados apontavam para a combinação dos parâmetros Alfa (α) e Lambda (λ) 25x40 seria a mais adequada ao sinal operativo mais aderente ao despacho do modelo em desenvolvimento. Contudo, este é um estudo recente que necessita ser melhor avaliado para a devida revisão da PORTARIA MME nº 74/2020, alterada pela PORTARIA MME nº 21/2021, para a substituição do par vigente (50x35).

Conforme, demonstrado na Figura 135 do Relatório Técnico do GT-Metodologia da CPAMP – nº 01-2022, a redução do bloco hidráulico entre a metodologia vigente, utilizada para o cálculo das novas GF dos novos contratos das Empresas Eletrobras, e a metodologia proposta (pCVaR 25x40), é de 8,1%.



A adoção do par (25x40) pode ocasionar consequências negativas severas ao MRE, desequilibrando por não assegurar a equidade de condições de critérios e premissas empregadas na modificação do montante de GF dessas UHEs. Entende-se, portanto que a parametrização do CVaR deve ser mantida para adoção do par (50x35), conforme consta na PORTARIA MME nº 74/2020.

Vale considerar que a proposta da CP nº MME 121/2022 foi aprovada em reunião extraordinária da CPAMP, em 07/04/2022 (última quinta-feira), como registrada na respectiva ata, sendo publicada a apenas 2 (dois) dias do prazo final desta CP (08/04/2022). A proposta da CP MME 121/2022 propunha o uso das metodologias e parâmetros a partir de 1º/01/2023. Assim, os parâmetros, como os do CVaR, sendo definido como α (25x35) utilizados nos modelos NEWAVE e DECOMP, deverão ser iniciadas suas aplicações em jan/2023 e formalmente regulamentados. Contudo, mesmo amparado na Resolução CNPE Nº 22/2021, o uso imediato pela EPE para cálculos para planejamento da expansão e no cálculo de GF desses novos parâmetros pode desequilibrar o processo de II RGOF, onde parcela significativa (MW médios) do bloco hidrelétrico foi estabelecida em outra condição de critérios e parâmetros.

Adicionalmente, tendo em vista que no cálculo da ROGF não apenas parâmetros operativos das usinas são atualizados, mas também parâmetros de modelagem, é importante destacar que estes parâmetros, tais como α e λ , necessários à parametrização da CVaR, não sejam alterados em relação ao previamente acordado com os agentes ao longo do processo de ROGF, sob pena de inviabilização do processo de revisão e possíveis judicializações futuras.

4. Custo Marginal de Expansão (CME)

Em linha como argumentado nos itens anteriores, o valor de CME proposto no RELA EPE-ROGF/2022, ratificado na NT DPE/SPE 34/2022, não deve ser o valor definido no PDE 2031, divulgado no Relatório Final, em 06/04/2022. O valor de R\$ 90/MWh foi definido sem a devida transparência dos resultados que subsidiaram a decisão de adoção de um valor, aproximadamente, 52% menor que o CME_{duplo} do PDE 2030⁶. Portanto, recomenda-se o uso do CME igual a R\$ 187,46/MWh, como referência nesta II RGOF.

5. Metodologia dos Benefícios Indiretos (BI)

A proposta de II RGOF da CP MME 123/2022, subvenciona uma nova forma de tratamento metodológico à quantificação e consideração do BI das contribuições dos reservatórios de regularização mensal a jusante da cascata determinada UHEs, regulamentado conforme PORTARIA MME nº 403/2017. Em comparação à I RGOF, realizada em 2017, esta metodologia adiciona a

⁶ Tabela 3.6 – CME da Expansão de Referência, página 82, PDE 2030 ([PDE 2030 RevisaoPosCP_rv2.pdf \(epe.gov.br\)](#))



interferência nos reservatórios com uma métrica de rateio entre as UHEs a jusante descontando o montante duplicado de acordo com a configuração de referência.

De forma geral, na NT EPE 11/2022 é descrito essa metodologia de quantificação do BI e os cálculos efetuados para a definição do montante (MW médios) equivalente à contribuição de cada UHE a jusante dos reservatórios com BI vigente, estabelecendo a contribuição vigente de cada UHEs em ROGF.

Na regulamentação é a PORTARIA MME nº 406/2017 que estabelece os fatos relevantes associados a alterações de volume útil ou tipo de regularização mensal da UHE necessário a indução de revisão extraordinária do montante equivalente em MW médios relativo ao BI. Conforme apresentado na NT EPE 11/2022, são 15(quinze) UHEs com reservatórios de regularização que estabelecem os BI vigentes.

Neste ponto, as Empresas Eletrobras identificam a necessidade de adequação da metodologia BI proposta nesta CP MME 123/2022, visto que no Leilão ANEEL nº 002/2005, através da PORTARIA MME nº 511/2005 que definiu as GFs dos participantes do certame, a UHE Batalha teve sua GF definida em 48,8 MWmédios. Valor, este, inferior ao esperado por Eletrobras Furnas devido aos demonstrativos da Nota Técnica EPE-DEE-RE-038/2005-R2. A partir deste documento a UHE Batalha teria uma energia firme incremental do aproveitamento equivalente à 24,5 MWmédios, o que totalizariam 62,3 MWmédios. Entretanto, por convenção de aplicação de critério de disponibilidade a GF desta usina foi limitada a 48,8MWmédios, sem considerar os 24,5MWmédios adicionais apontados pelo referido documento EPE

Partindo do pressuposto definido na PORTARIA MME nº 303/2004, a energia incremental propiciada pela inclusão de um aproveitamento hidrelétrico deve ser auferida através de simulação “com” e “sem” este aproveitamento e por não existir naquela época ato regulatório que estabelecesse a regra de limitação para a fixação das energias incrementais de hidrelétricas, a UHE Batalha foi prejudicada com um valor a menor do montante de GF de direito. Esta energia foi disponibilizada ao SIN sem a ser alocada à alguma UHE.

Portanto, recomenda-se que a limitação pela disponibilidade da usina, incluída em legislações posteriores, deva ser retirada, visto que o despacho do SIN usufrui dessa energia incremental gerada em função do reservatório implantado, sendo benefício oriundo de outras usinas à jusante. Logo, os incrementos de energia gerada pelos aproveitamentos existentes no SIN, devido à inserção do reservatório regularizador da UHE Batalha, devem ser integralmente atribuídos a esta usina, bastando apenas a exclusão do limite imposto pela PORTARIA MME nº 258/2008, emitida posteriormente à aplicação de limitação à GF da UHE Batalha.



Eletrobras

Consulta Pública MME n.º 123/2022

II Revisão Ordinária de Garantia Física de UHEs com despacho centralizado - 2022.

Tendo por base o exposto, as Empresas Eletrobras solicitam o reconhecimento integral dos benefícios indiretos da UHE Batalha ainda neste processo de revisão ordinária de Garantia Física, sem a limitação imposta pela atual regulação, para ajuste de lacuna regulatória. Alternativamente, sem prejuízo do pedido da retirada da limitação do benefício indireto, caso o MME entenda não ser possível o reconhecimento integral desse benefício, sugere-se que se aplique o limite do benefício indireto até a disponibilidade da usina somente após o cálculo do novo valor do benefício local, garantindo que o BI a que a usina tem direito compense eventual perda de GF.

Considerações Finais

O cálculo da GF dos empreendimentos de geração, assim como suas revisões, seja ordinário ou extraordinário, são de competência da EPE e seguem metodologias e critérios específicos definidos por regulamentações específicas do Poder Concedente, na figura do MME. No caso em questão nesta CP é a Revisão Ordinária de GF de UHEs com dspC, que deve ocorrer a cada cinco anos (revisão ordinária) ou na ocorrência de fatos relevantes (revisão extraordinária), conforme o Decreto 2655/1998, respeitando os limites de redução estabelecido neste mesmo.

Sem dúvidas, a complexidade envolvida em todo processo de revisão de GF é elevada e impacta diretamente a operação e o planejamento da expansão do SIN. As revisões têm em sua concepção a obrigação de promover o aproveitamento ótimo do potencial hidráulico e os critérios operativos de segurança do abastecimento da carga.

A maior aproximação da dinâmica da comercialização à realidade operativa do SIN, na medida do possível, traz benefícios de forma generalizada e assertiva para a sustentabilidade do setor elétrico. Contudo, perante a análise das modificações regulatórias já estabelecidas e ainda em discussão, os rebatimentos vislumbrados no direito financeiro de vários agentes de geração, ocorre a iminente possibilidade de incorrer em prejuízos financeiros para a estes. Historicamente, as análises apontam que deva haver estudos mais criteriosos sobre o assunto e isto está em evolução com a condição da CPAMP.

Quanto mais breve possível os novos montantes de GFs forem publicados melhor será o tratamento dos rebatimentos das alterações em MW médios quanto a exposição à riscos, prejuízos ou desperdícios energéticos, indesejáveis à eficiência e à fluidez do mercado de energia tanto em seus aspectos financeiros quanto eletrodinâmicos. Releva-se que o agente de geração deve poder definir a sua melhor estratégia de negócio para honrar seus respectivos contratos em curso e prospectar novas formas de investimentos no curto prazo.



Como o MME afirma no item 4.61 da Nota Técnica nº 34/2022/DPE/SPE, é necessário agilidade neste processo de ROGF. Espera-se que esta ROGF possibilite avanços nas novas definições para expansão do SIN conforme expectativas da Modernização (PL 414/2021). Motivo adicional que ratifica a necessidade de não alterar o *deck* utilizado no cálculo dos novos valores de GFs da PORTARIA MME nº 544/GM/MME/2021. Desta forma, assegura-se a agilidade na aprovação do RELA EPE-ROGF/2022, sem perda de consistência técnica, podendo este processo de ROGF ser finalizado ainda neste primeiro semestre de 2022.

Toda a problemática dos processos de revisão de GF está sujeito ao estabelecimento de premissas e critérios específicos que não podem deixar, contudo, de respeitar a regulamentação vigente. Adicionalmente, caso exista evidências de inconsistências regulatórias na execução da ROGF, consequências negativas tais como: processos de recontabilizações a serem efetuadas pela CCEE, podem ocorrer prejudicando a fluidez do mercado por ferir o princípio da legitimidade do processo em si.

No contexto atual de modernização do setor elétrico brasileiro e possível privatização das Empresas Eletrobras, a busca pela eficiência nos pilares de uma regulamentação vulnerável a impulsos de interesses podem danificar o aprimoramento de uma sinalização econômica mais próxima da operação eletroenergética real do SIN e não assegurar a segurança jurídico-regulatória requerida pelos investimentos, atuais e futuros. Todavia, ressalta-se, portanto, a necessidade haver reflexões do corpo técnico que coordena este processo de ROGF para se estabelecer premissas e critérios que não aumentem as distorções observadas no cálculo de GFs executado em Revisões Ordinárias. Estes ainda são processos em amadurecimento e sujeitos a interferências estruturais e conjunturais.

Desta forma, as Empresas Eletrobras se colocam a disposição para evoluir nas discussões e definições futuras do processo de definição da configuração de referência da II ROGF, considerando que a CP MME 123/2021 é uma primeira etapa de discussão, e entendem ser necessário uma **segunda etapa** sequencial para discussões mais objetivas, para a execução de um processo de revisão de GF consistente e robusto para permitir o melhor planejamento da operação e da expansão do SIN, dinamizando a base do desenvolvimento econômico do setor elétrico brasileiro.