



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

NOTA TÉCNICA Nº 72/2020/DPE/SPE

PROCESSO Nº 48360.000243/2019-01

INTERESSADO: SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

1. ASSUNTO

1.1. Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 85/2019 - Revisão da Garantia Física de Energia das Usinas Despachadas Centralizadamente - Contribuições sobre Medidas de Curto Prazo

2. REFERÊNCIAS

- 2.1. Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016
- 2.2. Ofício nº 367/2018/SE-MME, (SEI nº 0236430)
- 2.3. Plano de Ação para revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas (SEI nº 0236367)
- 2.4. Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r1 (SEI nº 0322821)
- 2.5. Nota técnica Nº 85/2019/DPE/SPE (SEI nº 0318014)
- 2.6. Portaria MME nº 346/2019 (SEI nº 0320888)
- 2.7. Nota Publicada pelo MME no sítio eletrônico - "MME esclarece nota técnica publicada na Consulta Pública nº 85" (SEI nº 0359803).
- 2.8. Planilha "Resumo Contribuições CP 85/2019" (SEI nº 0413159)
- 2.9. EPE-DEE-RE-043/2020-r0 - CONSOLIDAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA Nº 85/2019", de 30 de junho de 2020 (SEI nº0412271).

3. SUMÁRIO EXECUTIVO

- 3.1. Por meio da Portaria MME nº 346, de 10 de setembro de 2019, foi aberta e divulgada a Consulta Pública nº 85/2019, intitulada "*Revisão da Garantia Física de Energia das Usinas Despachadas Centralizadamente - Contribuições Sobre Medidas de Curto Prazo*".
- 3.2. No prazo de 30 (trinta dias), foram recebidos documentos de 31 agentes e órgãos setoriais, somando 133 tópicos de contribuições.
- 3.3. O objetivo desta Nota Técnica é apresentar a avaliação do Departamento de Planejamento Energético - DPE quanto às contribuições apresentadas, para divulgação e encerramento da Consulta Pública nº 85/2019.
- 3.4. Adicionalmente, será apresentada breve contextualização quanto à realização de revisões periódicas de garantia física de energia, que auxiliará na compreensão das questões levantadas.
- 3.5. A presente Nota Técnica foi feita em substituição à Nota Técnica nº 9/2020/DPE/SPE (SEI n 0359747), de 16 de julho de 2020, encaminhada pelo Despacho DPE 0413672. A pedido do Senhor Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético, foram feitas alterações apenas na conclusão.

4. ANÁLISE

Base Legal

4.1. O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 2º, § 2º, estabeleceu a competência do Ministério de Minas e Energia - MME, em definir a garantia física de energia de um empreendimento de geração, a qual constará no contrato de concessão ou ato de autorização, correspondendo à quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento, incluída importação, que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

4.2. Mais à frente, esse Decreto (art. 4º, § 1º) exprimiu que cabe ao MME, mediante critérios de garantia de suprimento propostos pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, disciplinar a forma de cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração, o qual será efetuado pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

4.3. Por sua vez, o Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, define que:

“Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.

.....

§ 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

§ 5º As revisões de que trata o parágrafo anterior **não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base**, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste. ”

4.4. A Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016, de acordo com os critérios definidos na Resolução CNPE nº 9/2008, definiu a metodologia de cálculo da garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN, tendo por base o rateio da máxima quantidade de energia que o SIN pode suprir. A dinamicidade que envolve alguns parâmetros utilizados na definição da garantia física, em especial os empreendimentos despachados centralizadamente fica mais clara ao se consultar o Anexo da referida Portaria.

ANEXO 1.

Metodologia de Cálculo da Garantia Física de Energia de UHE e UTE Despachadas Centralizadamente pelo ONS

A garantia física de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN é definida como aquela correspondente à máxima quantidade de energia que o SIN pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração, que constituem o sistema, a fim de se obter as suas garantias físicas de energia com vistas à comercialização de energia, via contratos.

A metodologia de cálculo das garantias físicas de energia dos novos empreendimentos de geração, que comporão o SIN, consiste nos seguintes passos:

- determinação da oferta total de garantia física de energia (ou carga crítica) do SIN;
- rateio da oferta total de garantia física de energia do SIN, abatida da geração das usinas não despachadas centralizadamente, em dois blocos: oferta hidráulica - EH e oferta térmica - ET;
- rateio da oferta hidráulica entre todas as UHE proporcionalmente às suas energias firmes; e
- rateio da oferta térmica entre todas as UTE.

As simulações para o cálculo dos montantes de garantia física de energia de UHE e de UTE devem ser realizadas em separado, considerando os prazos processuais vigentes nos leilões de energia nova, que determinam que os valores de garantia física de energia das UHE tenham que ser publicados anteriormente aos valores de garantia física de energia das UTE.

4.5. Já a Portaria MME nº 406, de 16 de outubro de 2017, estabeleceu os fatos relevantes e a metodologia para Revisão Extraordinária dos montantes de garantia física de energia de usina hidrelétrica despachada centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN. Esta revisão permite a alteração da garantia física do empreendimento ao longo do seu contrato de concessão em decorrência de alterações comprovadas em parâmetros da usina tais como: potência instalada, perdas hidráulicas, rendimento nominal da turbina e gerador queda líquida.

4.6. A garantia física é uma grandeza de caráter estrutural, representando uma expectativa de geração do empreendimento ao longo da seu período de concessão, com base no rateio da energia firme do parque de geração. No entanto podem ser observadas variações decorrentes:

- (i) da evolução natural da matriz de energia elétrica;
- (ii) dos critérios e modelos computacionais utilizados nas avaliações energéticas;
- (iii) dos parâmetros econômicos;
- (iv) dos mecanismos de aversão a risco e, ainda,

(v) dos próprios parâmetros técnicos e econômicos das usinas.

4.7. Assim, é natural que, dentro de uma margem, no decorrer do período de concessão, haja o descasamento entre o valor corrente desta contribuição energética e o valor de garantia física formalmente atribuído à usina, uma vez que a definição do valor de garantia se utiliza de determinadas configurações de sistemas para simulação estática, quando tais sistemas e parâmetros são dinâmicos - uma situação característica de qualquer estimativa.

4.8. Dessa forma, tem-se que o descasamento decorrente dos fatos relevantes são ajustados na ocasião da Revisão Extraordinária disciplinada pela Portaria MME nº 406/2017. Já aqueles decorrentes dos demais motivos elencados anteriormente devem ser ajustados na ocasião da Revisão Ordinária de Garantia Física (ROGF), que conforme estabelece o Decreto nº 2.655, de 1998 devem ocorrer a cada 5 anos. Além dessas revisões, desenhadas para ocorrerem no curso de uma outorga, deve-se registrar a possibilidade de realização de um novo cálculo nas hipóteses de celebração de novos contratos de concessão ou prorrogações de outorgas em vigor.

4.9. A seguir será apresentado um breve histórico sobre a última Revisão Ordinária de Garantia Física realizada por este Ministério em 2017, com vigência em Janeiro de 2018, e seus desdobramentos.

A Revisão Ordinária de Garantias Físicas (ROGF) de UHEs realizada em 2017 e o Acórdão TCU nº 1.631/2018-TCU-Plenário

4.10. Ainda que o Decreto nº 2.655, de 1998, estabeleça a periodicidade da realização de revisões ordinárias de garantia física, a complexidade do processo sempre foi de amplo conhecimento do setor.

4.11. Tanto o é que, no sentido de permitir a participação dos interessados - agentes ou órgãos setoriais - e agregando transparência ao processo, em 2014 foi estabelecido Grupo de Trabalho para discutir dados, parâmetros e plano de trabalho para a Revisão Ordinária de Garantia Física - ROGF periódica, por meio da Portaria MME nº 681, de 30 de dezembro de 2014.

4.12. Nesse âmbito de discussões, ao longo dos anos de 2014, 2015, 2016 e 2017 foram realizadas 83 reuniões técnicas: 33 em 2014, 31 em 2015, 13 em 2016 e 6 em 2017.

4.13. Além disso, foram realizadas reuniões específicas com Agência Nacional de Águas - ANA, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e associações representativas dos agentes de geração potencialmente abrangidos pela ROGF (Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica - ABRAGE, Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE e Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia - ABIAPE).

4.14. Outras ações envolvendo a Revisão Ordinária e voltadas diretamente à comunicação com os agentes ocorreram, como o treinamento sobre o uso do modelo computacional empregado na ROGF com a participação dos agentes, e a realização de cinco reuniões amplas com os agentes de geração em 2015 e 2016.

4.15. De forma a validar os resultados das discussões, duas Consultas Públicas foram realizadas pelo Ministério de Minas e Energia, nas quais foram disponibilizados os dados das usinas, os modelos computacionais, bem como o Relatório contendo a metodologia, os critérios, as premissas e as configurações empregadas nos cálculos da ROGF.

4.16. Na primeira consulta pública, foram recebidas 29 contribuições. Já na segunda, 28 agentes setoriais enviaram suas contribuições com vistas ao aprimoramento dos estudos. Todas as informações aqui citadas constam do Processo SEI nº 48000.002393/2014-26, que possui 14 volumes.

4.17. O resultado do processo consta na Portaria MME nº 178, de 3 de maio de 2017, que publicou os novos valores de garantia física de energia revisados nos termos do art. 21 do Decreto nº 2.655, de 1998.

4.18. Mesmo diante de todo o esforço para a realização da primeira ROGF, o Acórdão nº 1.631/2018-TCU-Plenário, encaminhados a este Ministério em 31 de julho de 2018, trouxe o que segue:

"9.4. determinar ao MME que apresente ao TCU, **no prazo de noventa dias, plano de ação, acompanhado de cronograma, contendo medidas adicionais para correção do desequilíbrio estrutural que persiste no sistema**, considerando que: (i) a redução da garantia física, vigente a partir de 2018, foi de apenas 1.317 MW médio, sendo que há 4.885 MW médio em contratos de energia de reserva, correspondentes a nove leilões de energia de reserva, com custo estimado em R\$ 116 bilhões; (ii) a revisão de garantia física atual contemplou apenas variáveis econômicas, não tendo sido alterados os estudos essenciais para a completa revisão das garantias físicas, tais como, usos consuntivos da água, produtividade das usinas e curvas cota-área-volume dos reservatórios, essenciais ao adequado recálculo das garantias físicas;

9.5. determinar ao MME que, em conjunto com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, com a Agência Nacional de Águas - ANA e outros entes que eventualmente considerar conveniente, apresente ao TCU, no prazo de cento e vinte dias, plano de ação, acompanhado de cronograma e de matriz de responsabilidades, acerca das medidas ainda não concluídas para a obtenção de todas as informações necessárias à completa revisão das garantias físicas a que se refere o subitem 9.3.1 do Acórdão 1.171/2014-TCU-Plenário, reiterado pelo item 9.3 do Acórdão 184/2015-TCU-Plenário."

4.19. Como resultado destas determinações, o MME encaminhou ao Tribunal de Contas da União - TCU o Ofício nº 367/2018/SE-MME (SEI nº 0236430) em 04 de dezembro de 2018, que formalizou ao tribunal e às demais instituições envolvidas o "Plano de ação para revisão das garantias físicas das usinas hidrelétricas" (SEI nº 0236367).

4.20. Em resumo, as atividades principais do Plano de Ação citado, que se desdobram em diversos subprocessos a serem realizados entre 2019 e 2024, são mostradas abaixo:

	Atividades	Responsável
1	Atualização das curvas "cota x área x volume" dos reservatórios das hidrelétricas.	ANA
2	Atualização das estimativas de usos consuntivos a montante das usinas hidrelétricas.	ANA
3	Atualização das séries de vazões naturais médias mensais e das séries de usos consuntivos a montante das usinas hidrelétricas nos modelos de operação e formação de preço.	ONS
4	Atualização dos polinômios "vazão x nível jusante" das usinas hidrelétricas.	ONS
5	Revisão das produtibilidades e perdas de carga das usinas hidrelétricas.	ONS/EPE
6	Atualização dos índices de referência das taxas de indisponibilidade forçada e programada das usinas hidrelétricas.	MME
7	Homologação dos parâmetros técnicos atualizados das usinas hidrelétricas.	ANEEL
8	Elaboração do "mapa de alterações" (consolidação dos parâmetros a serem alterados).	EPE
9	Execução do processo de revisão ordinária de garantia física de energia.	MME

4.21. Isso posto, observa-se que se encontra em andamento um processo complexo de revisão de parâmetros de entrada para os modelos setoriais, contemplando o trabalho de diversos órgãos.

Sobre a Consulta Pública nº 85/2019

4.22. Tendo por base o contexto exposto, o objetivo da discussão que resultou na Consulta Pública nº 85/2019 seria avaliar ferramentas que, no curto prazo - entre os anos de 2019 e 2020 - pudessem mitigar a questão do desequilíbrio

entre a soma dos certificados em vigor (**total de lastro comercial resultante da soma das garantias físicas de energia vigentes**) e a quantidade de energia que o sistema consegue suprir estruturalmente (**garantia física do sistema**), atendendo a um dado critério de garantia de suprimento, considerando tanto empreendimentos hidrelétricos quanto termelétricos despachados centralizadamente.

4.23. Em agosto de 2019, a Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r1 (SEI nº 0318012) denominada "*Revisão de garantia física de energia das usinas despachadas centralizadamente - Contribuições sobre Medidas de Curto Prazo*" foi encaminhada à Coordenação-Geral de Planejamento da Geração - CGPG deste Departamento via correio eletrônico.

4.24. A referida Nota Técnica traz análises da Empresa de Pesquisa Energética - EPE quanto a eventuais medidas de curto prazo aplicáveis ao processo de cálculo e revisão de garantia física de energia, propostas sob orientação da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético - SPE e da Secretaria Executiva, no âmbito dos grupos de "Modernização do Setor Elétrico".

4.25. Mediante a orientação de instaurar Consulta Pública que discutisse o documento encaminhado pela EPE, foi elaborada a Nota Técnica nº 85/2019/DPE/SPE (SEI nº 0318015), que apresenta:

"2.5. Tendo em vista a relevância da matéria, bem como interesse em abrir de imediato discussão sobre o tema, o Gabinete da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético solicitou que o Departamento de Planejamento Energético adotasse as ações necessárias à disponibilização da Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r1 para consulta pública."

4.26. Em 16 de setembro de 2019, foi encaminhada também por correio eletrônico a revisão do documento pela EPE, denominada Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r2 (SEI nº 0322821), sendo a versão que foi disponibilizada para consulta.

4.27. Posteriormente, mediante solicitação da Secretaria Executiva e da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético deste Ministério, foi publicada nota de esclarecimento no sítio eletrônico do MME (SEI nº 0359803), que adicionou o que segue:

"[...] Esclarecemos que o respeito aos contratos é uma premissa do MME e que não há qualquer discussão para desconsiderar contratos firmados. O intuito é assegurar que quaisquer que sejam as revisões propostas nas garantias físicas, os direitos já estabelecidos sejam mantidos, inclusive mantendo-se o caráter opcional à adesão às alterações porventura propostas. O objetivo da CP é coletar contribuições em todos os aspectos: cronograma, diretrizes, premissas e metodologias.

As contribuições foram recebidas até o dia 12 de outubro de 2019, cumprindo o prazo de 30 dias contados da publicação da Portaria MME nº 346, publicada em 13 de setembro de 2019."

4.28. Em resumo, a Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r1 (SEI nº 0318012) apresenta os seguintes pontos para discussão, que ainda dependeriam de decisão por parte do MME:

I - Revisar, excepcionalmente, as garantias físicas de energia de todas as usinas termelétricas e hidrelétricas despachadas centralizadamente;

II - Considerar os avanços metodológicos do modelo NEWAVE aprovados pela CPAMP em reunião realizada em 26 de julho de 2019, que entrarão em vigor a partir de janeiro de 2020, conforme disposto na Portaria MME nº 300, de 31 de julho de 2019;

III - Considerar revisão dos critérios de suprimento, em consonância com os trabalhos decorrentes do grupo de trabalho de modernização do setor elétrico (GT-Modernização), instituído por meio da Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019;

IV - Realização do Cálculo dos novos valores: primeiro trimestre de 2020;

V - Início da vigência dos novos valores: 01 de janeiro de 2021;

VI - Os novos valores devem refletir integralmente os resultados obtidos na revisão - não sendo aplicáveis os limites de redução de 5%

e 10% previstos no Decreto nº 2.655/1998 para as usinas hidrelétricas.

Contribuições recebidas na Consulta Pública nº 85/2019 e análise legal e regulatória

4.29. A Consulta Pública nº 85/2019 foi aberta por meio da Portaria MME nº 346, de 10 de setembro de 2019, com prazo de recebimento de contribuições entre 13/09/2019 e 16/10/2019.

4.30. A avaliação das contribuições foi realizada pelo Departamento de Planejamento Energético - DPE e também pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, de forma complementar e considerando as competências no assunto. Assim, a presente nota terá direcionamento aos temas referentes ao arcabouço legal e à política ministerial sobre o assunto, enquanto a EPE avaliou aspectos técnicos relacionados ao cálculo.

4.31. No período foram recebidos 30 documentos, de 30 instituições, entre agentes dos segmentos de geração, distribuição, transmissão e comercialização, órgãos governamentais, associações, instituições de ensino e consultorias.

Autor
ABIAPE
ABRACE
ABRADEE
ABRAGE
ABRAGE/FURNAS
ABRAGET
AES Tietê
APINE / ABRAGEL
Brookfield
Cemig
Copel
CTG
ELEJOR
Eletrobras
ENEL
Energisa
ENEVA
ENGIE
ESBR
FURNAS
IEP
Itaipu
Ministério da Economia
Mizha
Neonenergia
PETROBRAS
Renosonic
Serra do Facão
SPIC

4.32. Dos 30 documentos analisados, foram identificados 133 pontos de contribuições objetivas, sobre os quais serão feitas análises a seguir. Para facilitar a análise, foi feita uma classificação das contribuições em subtemas, não exaustivos ou exclusivos.

	Subtema	Contagem de Contribuição
1	Revisão extraordinária opcional - apresenta pontos de fragilidade	21
2	Contrária à proposta - violação de direitos e instabilidade jurídica e regulatória	19
3	Relação com outros processos em andamento no MME	15
4	Sugestão para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro	13
5	Insegurança jurídica - Revisão além dos limites do Dec 2655	9
6	Sugere aprimorar metodologia	8
7	Periodicidade da revisão - manter 5 anos	7

8	Sugestão de alternativas - aprimorar MRE	6
9	Utilização de parâmetros atualizados	5
10	Considerar efeitos na distribuição (nível de contratação)	4
11	Favorável à proposta	3
12	Insegurança jurídica - não há previsão legal de revisão para UTEs	3
13	Sugestão de alternativas - simular novas GFs apenas para planejamento	2
14	Prazos de Implantação e Vigência	2
15	Empreendimentos a biomassa poderiam adicionar geração barata ao sistema	1
16	Sugestão de alternativas - repactuação dos contratos entre Vendedor e Comprador	1
17	Sugestão de alternativas - lastro de termelétricas	1
18	Reajuste de CVUs com base em projeções da EPE	1
19	Sugestão de alternativas - aplicar a novas concessões	1
20	Séries de vazões atualizadas	1
21	Sugestão de alternativas - formação de mercado de lastro	1
22	Séries de vazões naturais atualizadas	1
23	Sugestão de alternativas - plano de trabalho	1
24	Rendimento Hidráulico da Turbina	1
25	TEIF/IP só devem ser alterados em revisão ordinária	1
26	Redução de GF de Itaipu	1
27	Insegurança jurídica - não deve impactar CCEARs	1
28	Sugere postergar a discussão	1
29	Consideração de atributos "não energéticos" para UHEs - flexibilidade etc	1
30	Revisão para usinas ACR ou ACL	1
	Total Geral	133

4.33. Os itens que receberam mais contribuições serão analisados mais detalhadamente. Percebe-se que a maior parte apresenta alternativas às propostas, ou mesmo aponta fragilidades na aplicação do procedimento.

4.34. Adicionalmente, das 133 contribuições identificadas, apenas 3 se mostraram favoráveis à proposta, sendo de autoria da Associação dos Grandes Consumidores de Energia e Consumidores Livres - ABRACE e do Ministério da Economia, sempre condicionando a aplicação à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro, sem indicar expressamente a fonte dos recursos para a efetivação da medida.

4.35. Os outros 15 subtemas mencionados apenas uma vez são em sua maioria sugestões adicionais. Nesse sentido, para facilitar o acompanhamento, será anexada a esta nota técnica a Planilha Resumo Contribuições CP 85 (SEI nº 0413159) contendo o resumo de cada contribuição e uma breve avaliação deste Departamento sobre o tema, enquanto no presente documento serão apresentados os pontos-chaves de cada subtema.

1 - Revisão extraordinária opcional - apresenta pontos de fragilidade

4.36. Muitas contribuições foram recebidas com comentários acerca do caráter opcional proposto em cenário de realizar uma revisão nas garantias físicas de energia atualmente vigentes para empreendimentos despachados centralizadamente.

4.37. A possibilidade de escolha quanto à revisão aparece na Nota Publicada pelo MME no sítio eletrônico - "*MME esclarece nota técnica publicada na Consulta Pública nº 85*" (SEI nº 0359803), do dia 25/09/2019.

4.38. Os principais apontamentos foram:

- a) O fato de ser opcional, ou seja, o agente de geração escolheria se passa por revisão ou não, gera incerteza e fornece incentivo de participação apenas àqueles que seriam beneficiados, mesmo mediante reequilíbrio econômico-financeiro. Haveria, assim, o efeito perverso de aumento do descasamento entre a Garantia Física de Energia definida e o total disponível ao Mecanismo de Realocação de Energia - MRE;
- b) A revisão proposta gera insegurança jurídica ao não seguir o disposto no Decreto nº 2.655, de 1998, e ao não prever alterá-lo;

c) A nota publicada no site aumenta o nível de incertezas e preocupações dos agentes ao não detalhar ou discutir os efeitos da opção de adesão voluntária.

4.39. De fato, a análise deste Departamento é que eventual processo de revisão não poderia ser voluntário, ainda que o caráter voluntário tenha sido proposto com a intenção de resguardar eventuais direitos dos agentes nos atuais contratos de concessão.

4.40. Os valores de garantia física de energia definidos para cada empreendimento de geração dependem do total avaliado para o SIN. Tal conceito é disposto na Portaria MME nº 101, de 22 de março de 2016 e que define a metodologia aplicável para UHEs e UTEs despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema - ONS:

"Anexo I - Metodologia de Cálculo da Garantia Física de Energia de UHE e UTE Despachadas Centralizadamente pelo ONS

A garantia física de energia do Sistema Interligado Nacional - SIN é definida como aquela correspondente à máxima quantidade de energia que o SIN pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração, que constituem o sistema, a fim de se obter as suas garantias físicas de energia com vistas à comercialização de energia, via contratos. A metodologia de cálculo das garantias físicas de energia dos novos empreendimentos de geração, que compõem o SIN, consiste nos seguintes passos:

- determinação da oferta total de garantia física de energia (ou carga crítica) do SIN;
- rateio da oferta total de garantia física de energia do SIN, abatida da geração das usinas não despachadas centralizadamente, em dois blocos: oferta hidráulica - EH e oferta térmica - ET;
- rateio da oferta hidráulica entre todas as UHE proporcionalmente às suas energias firmes; e
- rateio da oferta térmica entre todas as UTE."

4.41. Nesse sentido, **concordamos com as contribuições** no sentido de que a eventual alteração de apenas alguns componentes da configuração hidrotérmica, sem a adequação dos demais, poderia descaracterizar ainda mais o montante total de Garantia Física disponível no sistema.

4.42. Adicionalmente, a proposta de reequilíbrio econômico-financeiro resguarda os agentes de eventuais impactos em seus contratos de concessão; no entanto, em nada mitiga as diferenças entre as garantias físicas de energia previamente definidas para o sistema e aquelas eventualmente revisadas. Portanto, é necessária uma avaliação aprofundada em caso de discussão de reequilíbrio econômico-financeiro, o que depende também de outras instituições do setor para uma correta avaliação de impactos.

4.43. Para tanto é que são previstas Revisões Ordinárias, tal qual a realizada em 2017, de forma a redefinir as garantias físicas dos empreendimentos despachados centralizadamente de forma sistêmica, ainda que respeitando os limites do Decreto nº 2.655/1998.

2 - Contrária à proposta - violação de direitos e instabilidade jurídica e regulatória e Insegurança jurídica - Revisão além dos limites do Decreto nº 2655, de 1998

4.44. Na mesma linha das contribuições anteriores, os agentes apontaram para cenário de instabilidade jurídica e regulatória que a proposta apresentada na Consulta Pública poderia gerar, mais especificamente diante da diretriz de revisar além dos limites propostos no art. 21 do Decreto nº 2.655, de 1998.

4.45. Tal tema, associado com "Insegurança jurídica - Revisão além dos limites do Decreto nº 2.655, de 1998", soma 28 contribuições, demonstrando a grande preocupação dos agentes.

4.46. É dever do Poder Concedente zelar pelo equilíbrio do sistema, e atuar em casos que exigem aprimoramentos. Assim, deve não somente zelar pela manutenção do ambiente de investimentos, mas também pelos direitos e obrigações dos agentes setoriais. Por exemplo, conforme diz a Lei nº 10.848, de 2004, acerca dos critérios para a operação do Sistema Interligado Nacional - SIN:

"Art. 1º A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-

se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre:

.....

§ 4º Na operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, serão considerados:

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atender aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho de usinas e de cargas que se habilitem como interruptíveis; ([Redação dada pela Lei nº 13.360, de 2016](#))

II - as necessidades de energia dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de **deficit** de energia;

IV - as restrições de transmissão;

V - o custo do **deficit** de energia; e

VI - as interligações internacionais.

.....

§ 7º Com vistas em **assegurar o adequado equilíbrio entre confiabilidade de fornecimento e modicidade de tarifas e preços**, o Conselho Nacional de Política Energética - CNPE proporá critérios gerais de garantia de suprimento, a serem considerados no cálculo das energias asseguradas e em outros respaldos físicos para a contratação de energia elétrica, incluindo importação."

4.47. Por outro lado, é certo que qualquer alteração regulatória pode levar a alterações na percepção de risco dos investidores, sendo naturalmente precificada por estes, o que demanda análise atenta por parte do Poder Concedente.

4.48. Nesse sentido, sendo a definição de valores de Garantia Física de Energia uma grandeza essencial tanto para a comercialização de energia elétrica no SIN quanto para a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica para o sistema, é razoável assumir que ajustes devam ser realizados ao longo do período de operação dos empreendimentos, implicando em ajustes durante o período de concessão.

4.49. O que não se deve admitir é que tais ajustes levem a desequilíbrios injustificados para uma parte ou outra.

4.50. É com esse objetivo que o Departamento de Planejamento Energético, por meio da Coordenação-Geral de Planejamento da Geração - CGPG, vem dando andamento às atividades relativas à próxima Revisão Ordinária, em conjunto com o trabalho de atualização de parâmetros acordado junto ao TCU, de modo a promover a próxima revisão de garantia física com parâmetros técnicos revisados.

4.51. Corroborando tal visão, cita-se contribuição da China Three Gorges - CTG :

"revisão excepcional que atinja todas as usinas em pouco tempo depois de uma revisão que afetou quase todas as usinas participantes do MRE não é recomendável, por não haver, no momento, fato relevante que a justifique, em particular considerando a percepção de instabilidade regulatória que a mesma provocará [...] não parece deixar o espaço necessário para um processo ordenado de revisão com introdução de novas metodologias e critérios."

4.52. Portanto, este Departamento entende a preocupação dos agentes, ao mesmo tempo em que **registra a importância da realização de ajustes previsíveis e transparentes**, tanto nas regras aplicáveis quanto aos procedimentos que embasam os mecanismos de planejamento e operação do setor, para todos os empreendimentos de geração. Afinal, dentre outras motivações, a garantia física de energia tem como objetivo garantir maior previsibilidade aos agentes de geração, em especial aos de empreendimentos hidrelétricos e termelétricos com CVU não nulo (despacháveis), dado o notório impacto da volatilidade das afluências sobre a geração desses empreendimentos, bem como o fato de o despacho ser centralizadamente definido.

3 - Relação com outros processos em andamento no MME

4.53. Ainda com relação ao calendário de discussões em andamento, foram recebidas diversas contribuições apontando outros processos em andamento no MME ou no âmbito setorial que têm relação com a definição de Garantia Física de Energia:

a) critérios de suprimento, definidos na Resolução CNPE nº 29, de 12 de dezembro de 2019;

b) discussões dos grupos de trabalho "Modernização do Setor

Elétrico", que envolvem discussões como modalidade de despacho por oferta de preços e separação de lastro e energia;

c) atualização dos Valores de Referência de Indisponibilidade Forçada - TEIF e Indisponibilidade Programada - IP de Usinas Hidrelétricas, conforme Consulta Pública nº 84/2019;

d) ajustes regulatórios ao MRE em discussão pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL .

4.54. Os processos citados têm influência (i) na definição de valores de garantia física de energia, bem como (ii) na questão que um novo cálculo desses certificados se propõe a mitigar - o atual desequilíbrio do MRE.

4.55. Cita-se a contribuição da Brookfield:

"Nesse sentido, acreditamos que se o objetivo do MME é trazer maior compatibilização entre os volumes assegurados de garantia física e sua real contribuição energética ao sistema, a opção mais adequada e que mantém a estabilidade jurídica e regulatória, seja (i) a preparação adequada para a próxima revisão ordinária de garantia física, prevista para 2023, (ii) a análise jurídico-regulatória do que foi proposto na Consulta Pública do MME nº 36/2017 com sua implementação caso viável, e (iii) a preparação para a revisão integral de usinas que venham a receber uma nova outorga (seja por licitação, prorrogação ou privatização, incluindo a modalidade de pulverização de ações no mercado)."

4.56. O cunho de curto prazo da proposta colocada em Consulta Pública visava à mitigação de desequilíbrio financeiro no mercado de curto prazo, acumulado devido à obtenção, pelos agentes, de liminares os protegendo do pagamento de débitos oriundos da liquidação mensal junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

4.57. Uma das alegações é de que tal desequilíbrio seria decorrente de diferenças entre a soma dos certificados em vigor (garantias físicas de energia, que somadas são o total de lastro comercial) e a quantidade de energia que o sistema consegue suprir.

4.58. No entanto, também há outras causas para desequilíbrios do MRE, inclusive citadas pelos agentes, como:

- deslocamento da geração hidráulica devido a despacho de usinas termelétricas fora da ordem de mérito, ou à geração a partir de empreendimentos de Energia de Reserva;
- Impactos de problemas na transmissão que limitam geração do MRE;
- Revisão dos casos de indisponibilidade que não degradam GF para MRE;
- dentre outros.

4.59. Como os temas aqui apresentados são interligados e complexos, se depreende das contribuições dos agentes que seria benéfico conceder maior prazo para discussões e avaliação de efeitos de todas as aplicações temáticas em andamento.

4.60. Este DPE está de acordo com o entendimento, e ressalta a estimativa de que a próxima Revisão Ordinária possa incorporar muitos dos conceitos aqui citados, sem promover rupturas das regras em vigor.

4- Sugestão para manutenção do equilíbrio econômico-financeiro e Revisão além dos limites do Decreto nº 2655, de 1998

4.61. Os dois temas mencionados somam 28 contribuições, demonstrando a preocupação dos agentes com os efeitos econômicos e financeiros que eventuais proposta de alterações de garantia física possam ter no segmento de geração.

4.62. Sobre o assunto, a Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r1 apresenta o que segue:

"Portanto, de acordo com o estabelecido pelo MME, devem ser avaliados os impactos resultantes e se existem formas de endereçar medidas de reequilíbrio econômico-financeiro dos agentes geradores, prezando pelos consumidores e resguardando a estabilidade jurídico-regulatória.

Nesse contexto, um processo de consulta pública seria a forma mais adequada de levantar contribuições do setor e da sociedade em geral no que se refere a questão aqui colocada, assim como para recepcionar propostas no que se refere à pertinência e à exequibilidade de formas de reequilíbrio econômico financeiro

dos agentes geradores."

4.63. A discussão sobre manutenção de equilíbrio econômico-financeiro é complexa e tem forte cunho jurídico e regulatório. Isso porque em uma leitura simples, o segmento de geração em regra segue o regime de Produção Independente de Energia - PIE, nos termos da Lei nº 9.074, de 1996:

"Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, **para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.**

Parágrafo único. O Produtor Independente de energia elétrica estará sujeito às regras de comercialização regulada ou livre, atendido ao disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou no ato de autorização, sendo-lhe assegurado o direito de acesso à rede das concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição e das concessionárias do serviço público de transmissão. [\(Redação dada pela Lei nº 11.943, de 2009\)](#)"

4.64. No entanto, a operação integrada necessária para a otimização dos recursos disponíveis no Sistema Interligado Nacional - SIN, especialmente dos recursos hídricos, leva à necessidade de compartilhamento dos riscos da operação. Assim regulamenta o Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996:

"Art. 14. A operação energética das centrais geradoras de produtor independente e de autoprodutor poderá ser feita na modalidade integrada ou não integrada.

§ 1º Considera-se operação integrada ao sistema aquela em que as regras operativas buscam assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros.

§ 2º Sempre que a central geradora, em função de sua capacidade e da sua localização, interferir significativamente na operação do sistema elétrico, o contrato de concessão ou o ato autorizativo disporá sobre a necessidade de sua operação integrada, de acordo com os critérios e as regras de otimização do respectivo sistema, sujeita aos ônus e benefícios decorrentes.

§ 3º A operação da central geradora integrada será determinada com base nos estudos realizados pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema elétrico.

§ 4º Fica assegurado ao produtor independente e ao autoprodutor, que operem na modalidade integrada, o recebimento de energia do sistema, de modo a garantir o cumprimento de seus contratos de fornecimento, nos casos em que for determinada a redução do despacho de suas usinas pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema.

§ 5º As usinas termelétricas destinadas a autoprodução operarão na modalidade não integrada, podendo ser interligadas ao sistema elétrico.

Art. 15. Os contratos de concessão e as autorizações definirão, nos casos de operação integrada ao sistema, o montante de energia anual, em MWh, e a potência, em MW, que poderão ser comercializados, ou utilizados para consumo próprio, pelo produtor independente ou autoprodutor, e as formas pelas quais esses valores poderão ser alterados.

Parágrafo único. Nos casos de operação não integrada ao sistema, os contratos de concessão ou as autorizações definirão o montante de potência, em MW, associado ao empreendimento e as formas pelas quais esse valor poderá ser alterado."

4.65. Assim, em benefício do sistema, os agentes geradores que participam da operação integrada têm garantidos em regulamento mecanismos para mitigar os riscos relacionados à comercialização em um sistema que privilegia a otimização dos recursos de geração, em especial os recursos de geração hidráulica.

4.66. Portanto, a expectativa de manutenção de equilíbrio econômico-financeiro dos agentes é consequência de expectativa quanto aos valores de energia comercializáveis, decorrente do rateio que define suas garantias físicas de energia, e que seriam compartilhados com o SIN.

4.67. Trata-se, então, de mecanismo regulatório e financeiro estabelecido devido a restrições físicas impostas pela operação do sistema.

4.68. Ocorre que não há proibição de alteração de valores; mas sim, conforme o art. 15 do Decreto nº 2.003, de 1996, estabelece, é preciso zelar pela previsibilidade e pela estabilidade das regras de tais mudanças nos regulamentos.

4.69. Portanto, concordamos com as contribuições dos agentes no que se refere a ter mais tempo de análise de eventuais efeitos de alterações nas garantias físicas, mesmo de outras soluções possíveis, além da necessidade de avaliação mais profunda quanto ao equilíbrio econômico-financeiro do SIN e seus empreendimentos

no caso de eventual proposta de alteração. É preciso ter em mente ainda que avaliação nesse sentido obrigatoriamente deve envolver outras instituições do setor, como ANEEL, CCEE, dentre vários outros.

4.70. Isso porque, nos casos que estiverem dentro dos limites regulamentares, entende-se que não há que se falar em manutenção do equilíbrio, uma vez que são respeitados os requisitos de previsibilidade e estabilidade.

4.71. Nesse sentido, as contribuições recebidas pelos agentes foram analisadas, e serão avaliadas oportunamente, em caso de proposta de alterações nos regulamentos, com a devida transparência e discussão.

6 - Sugestões para aprimorar a metodologia

4.72. Sob este tópico foram encaminhadas 8 contribuições. Os pontos citados como passíveis de melhoria estão listados abaixo, de acordo com a avaliação deste Departamento:

A ser considerada oportunamente	Em discussão
revisão de benefício indireto	adotar critérios como benefício dos reservatórios na garantia física
adotar revisões de garantia física apenas para fins de planejamento da contratação futura	adotar separação em lastro e energia
não realizar revisões em termelétricas devido a alterações de fatores exógenos	realizar atualização de Custo Variável Unitário - CVUs conforme metodologia EPE
referência de geração para usinas não despachadas centralizadamente	fiscalização de usos consuntivos da água

4.73. Algumas já estão em discussão no Ministério de Minas e Energia, como separação em lastro e energia. As demais podem eventualmente ser discutidas, dependendo da agenda do Ministério.

4.74. Sobre a atualização de CVUs, alguns agentes questionaram a atualização proposta pela EPE:

"Os valores de CVU dessas usinas serão calculados conforme metodologia análoga à utilizada no Plano Decenal de Expansão da EPE, com a consideração da projeção de preços dos combustíveis para o ano seguinte ao ano de cálculo das novas garantias físicas."

4.75. Como está na agenda da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético a discussão envolvendo a garantia física de termelétricas, os argumentos apresentados na Consulta Pública n° 85/2019 serão registrados e considerados posteriormente.

4.76. Sobre as demais cabem algumas observações.

4.77. Na visão do Departamento de Planejamento Energético - DPE, o Benefício Indireto - BI definido na Portaria MME n° 406, de 16 de outubro de 2017 se aplica apenas a novos empreendimentos a serem incluídos nas cascatas. Vejamos o texto do normativo:

"Art. 1º Estabelecer, nos termos desta Portaria, a Metodologia para o Cálculo do Benefício Indireto de **Novas Usinas Hidrelétricas Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional - SIN**, que possuam reservatório de regularização mensal.

Art. 2º Na aplicação do disposto nesta Portaria, consideram-se as seguintes definições:

I - Benefício Indireto - BI: montante de energia atribuído a Usina Hidrelétrica **por proporcionar acréscimos ou decréscimos de energia no conjunto de empreendimentos que se encontram a jusante** em função de regularização mensal, em MW médio; ..."

4.78. Portanto, o benefício indireto é um incentivo para que usinas em fase de planejamento ou implantação, ou seja, que ainda não fazem parte do SIN, busquem maximizar a capacidade de regularização de seus reservatórios. Adicionalmente, para as usinas existentes que tem benefício indireto definidos, estes podem ser revistos desde que haja alteração comprovada no seu volume útil e/ou no tipo de regularização desde que devidamente homologadas pelo órgão competente.

4.79. A metodologia estabelecida não tem como objetivo principal remunerar capacidades de regularização; tanto o é que a definição do inciso I do art. 2º supracitada deixa claro que deve ser proporcionado acréscimo ou decréscimo de energia ao conjunto. No entanto, os benefícios energéticos de uma maior capacidade

de regularização se materializarão também em outros empreendimentos da cascata: um reservatório a jusante depende do turbinamento dos reservatórios à montante para sua efetiva geração.

4.80. Assim, não cabe falar em revisão de garantia física para estabelecer valores de benefício indireto para usinas que já fazem parte do SIN. Afinal, o aumento da produção energética decorrente desse benefício aparece em outros aproveitamentos da mesma cascata.

4.81. No mesmo sentido, entendemos que a proposição de utilizar valores de garantia física revisados apenas para fins de planejamento de contratações futuras teria o efeito negativo de descolamento entre a operação e o planejamento setorial, extremamente indesejável e em sentido contrário ao da proposta da Consulta Pública nº 85/2019.

4.82. No caso de usinas termelétricas, ainda não há metodologia para revisão ordinária. Porém, a discussão para sua definição está na agenda do Departamento de Planejamento Energético, e será realizada de forma transparente e fundamentada. De toda forma registra-se, para avaliação futura quanto a exequibilidade, a preocupação com os efeitos de fatores que eventualmente possam ser exógenos ou fora da esfera de controle do agente gerador.

4.83. Por fim, não há previsão de alteração da referência para geração de usinas não despachadas centralizadamente e, portanto, não teriam condão de alterar o rateio dos blocos de usinas despachados centralizadamente. Atualmente, a referência é a geração média da usina.

7 - Periodicidade da revisão - manter 5 anos

4.84. As contribuições encaminhadas apresentam argumentos contrários à realização de revisões anuais. Cabe retomar o que dispõe a Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r1:

"...

Dessa forma, após a revisão excepcional de todas as garantias físicas de energia, avaliações anuais resultariam em uma resposta estrutural ao problema, garantindo menor descasamento entre as garantias físicas formalmente atribuídas às usinas e suas respectivas expectativas de contribuição energética ao sistema."

4.85. Do ponto de vista puramente técnico, é uma situação ideal que a garantia física de energia acompanhe quase simultaneamente a realidade do sistema. Porém, é preciso considerar a necessidade de dar previsibilidade aos empreendedores, uma vez que normalmente são realizados contratos de energia de longo prazo. Assim, o intervalo de 5 anos adotado para a realização das Revisões Ordinárias atualmente é considerado razoável.

4.86. Sobre este ponto, cita-se a contribuição da Mizha à Consulta Pública nº 85/2019:

"A abordagem proposta não considera a existência do trade-off entre a constante "fidelidade" da GFE dos empreendimentos e a estabilidade do fluxo de caixa utilizada em garantia dos financiamentos."

4.87. Este Departamento entende a preocupação dos empreendedores, e é favorável à manutenção da previsibilidade que a revisão a cada 5 anos proporciona, com eventual alteração futura discutida de forma transparente e participativa.

8 - Sugestão de alternativas - aprimorar MRE

4.88. Cabe ressaltar que está em andamento, na Agenda Regulatória da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, uma agenda extensa de aprimoramentos regulatórios envolvendo o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE:

Agenda Regulatória ANEEL

Ação	Tema	Andamento da Ação
Avaliação das restrições elétricas, importação de energia sem garantia física e inflexibilidade térmica declarada (Consulta Pública ANEEL nº 83/2017)	Restrições elétricas, importação s/ GF e inflexibilidade térmica	Assunto discutido na AP nº83/2017, entre 22/12/17 a 5/2/18. Resultados: a) Regulamentação de ONS (ProRedes) e CCEE (Regras de Comercialização) em andamento b) Regulamentação relacionada ao

(Audiência Pública ANEEL nº 85/2017)		Projeto de Lei nº 3.975/2019 no Senado Federal (Projeto de Lei 10.985/2018 na Câmara) aguarda versão final do texto legislativo.
Avaliação da importação sem substituição de usinas termelétricas (AP ANEEL nº 32/2019)	importação sem substituição térmica	Portaria MME 339/2019 - regulamentou o assunto.
(A) Definição do tratamento da geração termelétrica inflexível que excede o montante estabelecido na Garantia Física, proposição de mecanismos para incentivar a melhoria da performance do MRE e (B) revisão do Anexo I da REN 614/2014	Revisão da REN 614/2014, Geração Térmica s/ GF e MRE	Dois processos em paralelo na ANEEL. (A) CP 008/2020 já encerrada. Previsão de finalização: 2º semestre/2020. (B) CP 44/2019 já encerrada. Previsão de finalização: 2º semestre/2020.
Avaliação sobre o constrained-off de usinas hidrelétricas - AP 45/19	constrained-off hidráulico	Será realizada após regulamentação do constrained-off de eólicas. Previsão: 2021
Avaliação sobre a sazonalização de garantia física de usinas hidrelétricas	sazonalização hidrelétricas MRE	Previsão: dezembro/2020

4.89. Assim, este Departamento e o próprio MME acompanharão os aprimoramentos realizados pela Agência, entendendo que as contribuições apresentadas na Consulta Pública nº 85/2019 são válidas, e poderão ser oportunamente conhecidas pela ANEEL.

4.90. Cabe ressaltar, ainda, que o ajuste de garantias físicas de energia teria um efeito limitado no MRE frente aos ajustes supramencionados, além da situação de hidrologia desfavorável - conforme informações da CCEE.

4.91. De fato, estimativas da Empresa de Pesquisa Energética - EPE mostram um efeito de **cerca de 2,2% no Generation Scaling factor - GSF entre os anos de 2019 e 2021 (três anos)** caso fossem revisadas, além dos limites do Decreto nº 2.655, de 1998, as garantias físicas de energia de (i) UHEs despachadas centralizadamente, (ii) UHE sem regime de cotas e (iii) Itaipu.

9 - Utilização de parâmetros atualizados

4.92. Sobre as contribuições que sugerem parâmetros que devem ser atualizados para cálculos de garantia física de energia, este DPE entende que o cumprimento do cronograma do Plano de Ação acordado junto ao TCU, abordado nos itens 4.7 a 4.18 desta Nota Técnica, terá como resultado um conjunto de dados mais realistas para os cálculos realizados pela EPE.

4.93. Tal entendimento está em linha com o apresentado pelos agentes.

4.94. Sobre os demais temas apresentados na tabela do item 4.29, entende-se que as argumentações já apresentadas se aplicam a eles, e eventuais justificativas específicas podem ser consultadas no documento "Resumo_Contribuições_CP 85 rMME", e também no documento elaborado pela EPE, "EPE-DEE-RE-043/2020-r0 - Consolidação das contribuições à Consulta Pública Nº 85/2019", de 30 de junho de 2020 (SEI nº0412271).

4.95. Em resumo, as conclusões que este Departamento extrai da Consulta Pública nº 85/2019 são:

I - as propostas aventadas por este MME e resumidas na Nota Técnica nº EPE-DEE-RE-046/2019-r1 (SEI nº 0318012) **têm mérito na tentativa de reduzir o descasamento entre os certificados de garantia física de energia e a contribuição energética dos empreendimentos ao sistema**. Porém, apresentam fragilidade ao sinalizar um cenário de insegurança jurídica e instabilidade regulatória, especialmente face ao processo já em andamento de atualizações de dados para a Revisão Ordinária de Garantia Física, acordado inclusive junto ao TCU em consequência do Acórdão TCU 1.631/2018;

II - Aprimoramentos de metodologias, atualização de parâmetros e aprimoramentos ao mecanismo do MRE já estão em andamento, por meio de ações de diversos órgãos setoriais, e devem ser priorizados em relação a medidas de curto prazo;

III - Devem ser realizadas, por parte do Poder Concedente, análises detalhadas quanto ao impacto de medidas relativas à garantia física de

energia em diversos setores além do segmento de geração, como por exemplo: distribuição, financiamento de novos projetos, critérios de suprimento, dentre outros; e

IV - Necessidade de elaboração de metodologia de revisão de garantia de usinas térmicas despachadas centralizadamente. Sendo que a metodologia está prevista para ser discutida, de forma transparente e participativa, inclusive com realização de consulta pública, inclusive com todas as atividades relacionadas a esse tema acompanhadas pelo Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico, instituído pela Portaria nº 403, de 29 de outubro de 2019.

4.96. Por fim, ressaltamos que análises complementares realizadas pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE podem ser consultadas no documento Consolidação das contribuições à Consulta Pública Nº 85/2019, o qual sugerimos que também seja disponibilizado no fechamento da Consulta Pública nº 85/2019.

5. CONCLUSÃO

5.1. As contribuições recebidas na Consulta Pública 85/2019 reforçaram a necessidade de envidar os esforços para a realização da próxima Revisão Ordinária de Garantia Física - ROGF, incluindo o Plano de Trabalho acordado junto ao Tribunal de Contas da União para a atualização de parâmetros de entrada dos modelos.

5.2. Por essa razão este Departamento entende ser prudente não proceder à revisão nos termos propostos na referida Consulta. Neste cenário, as atividades atualmente em andamento relacionadas à próxima ROGF serão priorizadas, de forma a alcançar resultados juridicamente seguros.

5.3. Diante do exposto, sugere-se o encaminhamento desta Nota Técnica para a Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético - SPE, para fechamento da Consulta Pública nº 85/2019 no sítio eletrônico do MME.

5.4. Adicionalmente, uma vez aprovada pela instância superior, recomenda-se a publicação no ambiente da Consulta Pública nº 85/2019, para o fechamento de suas discussões, dos seguintes documentos:

- I - Nota Técnica nº 9/2020/DPE/SPE (SEI nº 0359747)
- II - Planilha "Resumo Contribuições CP 85/2019" (SEI nº 0413159)
- III - Documento EPE-DEE-RE-043/2020-r0 - CONSOLIDAÇÃO DAS CONTRIBUIÇÕES À CONSULTA PÚBLICA Nº 85/2019, de 30 de junho de 2020 (SEI nº 0412271).

5.5. À consideração superior.



Documento assinado eletronicamente por **Cassio Giuliani Carvalho, Coordenador(a)-Geral da Expansão Eletroenergética**, em 30/07/2020, às 09:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Tarita da Silva Costa, Coordenador(a)-Geral de Planejamento da Geração**, em 30/07/2020, às 09:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Lorena Melo Silva, Assessor(a)**, em 30/07/2020, às 09:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Thiago Guilherme Ferreira Prado, Diretor(a) do Departamento de Planejamento Energético**, em 31/07/2020, às 14:49, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0416635** e o código CRC **AEB41544**.

