

GRUPO I – CLASSE V – Plenário

TC 003.585/2022-0

Natureza(s): Relatório de Auditoria

Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia; Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Representação legal: não há

SUMÁRIO: RELATÓRIO DE AUDITORIA. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. AVALIAÇÃO DA SISTEMÁTICA UTILIZADA NO PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. CARÊNCIA DE INDICADORES E METAS RELACIONADOS AOS OBJETIVOS DA OPERAÇÃO E À ADERÊNCIA ENTRE O PLANEJAMENTO E A EFETIVA OPERAÇÃO. AUSÊNCIA DE AUDITORIAS PERIÓDICAS DOS SISTEMAS E DOS PROCEDIMENTOS TÉCNICOS SOBRE O PLANEJAMENTO OPERACIONAL E OS MODELOS COMPUTACIONAIS. LIMITAÇÃO NO APRIMORAMENTO DOS MODELOS COMPUTACIONAIS EM DECORRÊNCIA DA PARTICIPAÇÃO HISTÓRICA DE UMA ÚNICA INSTITUIÇÃO DESENVOLVEDORA DE **SOFTWARES**. FALTA DE CLAREZA E TRANSPARÊNCIA DAS DELIBERAÇÕES PARA A GERAÇÃO FORA DA ORDEM DO MÉRITO. CARÊNCIA DE SOLUÇÕES TÉCNICAS PARA OS DESAFIOS ESPERADOS COM A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E AS MUDANÇAS CLIMÁTICAS. DETERMINAÇÕES. RECOMENDAÇÕES. COMUNICAÇÕES. MONITORAMENTO.

RELATÓRIO

Trata-se de auditoria na sistemática utilizada no planejamento da operação eletroenergética do setor elétrico brasileiro.

2. Transcrevo, com os ajustes de forma necessários, o relatório de auditoria elaborado no âmbito da AudElétrica, que contou com a anuência do corpo dirigente da unidade (peças 61 a 63):

“INTRODUÇÃO

1.1. Objeto de Auditoria

1. O objeto de auditoria é a sistemática utilizada no planejamento da operação eletroenergética do setor elétrico brasileiro.

1.2. Antecedentes

2. O Sistema Interligado Nacional (SIN), por conta da sua dimensão e importância, requer

um planejamento que assegure o fornecimento de energia elétrica presente e futura. O SIN conta com duas frentes de planejamentos principais: o planejamento da expansão e o planejamento da operação. O planejamento da expansão, ainda que seja indicativo, busca uma estratégia de minimização dos custos considerando possíveis expansões na geração e na malha de transmissão, de maneira que seja atendida a demanda projetada. O planejamento da operação, por outro lado, busca, dado os recursos existentes, atender à demanda pelo menor custo, ao mesmo passo que mantenha um nível de segurança adequado do sistema.

3. O planejamento da operação, historicamente, desenvolveu-se com base em um modelo operacional de despacho centralizado, por um único operador nacional, o Operador Nacional do Sistema (ONS). Essa opção levou em conta a forte característica que prevaleceu por muito tempo de uma matriz elétrica hidrotérmica; hoje a matriz é renovável-térmica. De um modo geral, as geradoras hidrelétricas e térmicas não possuem autonomia para injetarem energia no SIN, ainda que tenham obrigações contratuais de fornecimento de energia com outros atores. Em que pese as renováveis intermitentes tampouco possuem autonomia, destacam-se pelo fato de o nível de previsibilidade ser menor em relação à oferta firme de energia para o sistema. De todo sorte, o planejamento da operação leva em conta fatores como regime hidrológico (e o risco associado), regime de ventos, restrições de transporte de energia entre regiões do país, disponibilidade de combustíveis, entre outros.

4. A combinação dos requisitos para atendimento do SIN relativos à carga esperada, à geração provável e às possíveis limitações de transporte torna o cálculo complexo. No passado, quando do desenvolvimento dos modelos matemáticos e computacionais utilizados para planejamento da operação, especialmente para que os cálculos fossem exequíveis dentro das capacidades computacionais e operacionais existentes, foi necessário simplificar a modelagem do SIN. O planejamento eletroenergético é executado considerando os resultados desses modelos. Os modelos também calculam o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), afetando, portanto, a liquidação financeira no mercado de curto prazo.

5. O TCU tem histórico relevante de fiscalizações sobre o setor elétrico, notadamente auditorias operacionais sobre segurança energética, tarifa e encargos, entre outros temas correlatos com o planejamento da operação.

6. Em relação à matriz elétrica nacional, citam-se como exemplo: (i) Auditoria sobre Segurança Energética (atualmente monitorada no âmbito do TC 019.228/2014-7), de relatoria do Ministro-Substituto Augusto Sherman, na qual, em diversas apreciações – por exemplo, nos Acórdãos 1.631/2018, 1.171/2014 e 1.196/2010, todos do Plenário – apontou-se a necessidade de racionalização da escolha da matriz elétrica nacional de acordo com critérios de segurança e economicidade; (ii) Auditoria na Estruturação de Grandes Empreendimentos Hidrelétricos, Acórdão 2.723/2017-Plenário, de relatoria do Ministro José Mucio, na qual estudaram-se os desafios da expansão hidrelétrica no Brasil; (iii) Auditoria sobre a Participação das Termelétricas na Matriz Elétrica Nacional, Acórdão 4.070/2020-Plenário, de relatoria da Ministra Ana Arraes, na qual se estudaram os desafios da geração por térmicas e seu papel no cenário de transição energética e com maior penetração de renováveis variáveis; e (iv) Auditoria de Avaliação das Políticas Públicas de Inserção de Fontes Renováveis na Matriz Elétrica Brasileira, Acórdão 1.530/2019-Plenário, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz, na qual se aprofundou em várias políticas de inserção de fontes renováveis.

7. Quanto a elementos que impactam a política tarifária do setor, tem-se: (i) Auditoria sobre a Racionalidade dos Subsídios na Conta de Energia Elétrica, Acórdãos 1.215/2019-Plenário e 2.877/2019, de relatoria do Ministro Aroldo Cedraz; (ii) Representação sobre Geração Distribuída, Acórdão 3.063/2020-Plenário, sob a relatoria da Ministra Ana Arraes; (iii)

Auditoria sobre a Política Tarifária do Setor Elétrico, Acórdão 1.376/2022-Plenário, de relatoria do Ministro Benjamin Zymler; e Acompanhamento da Crise Hidroenergética de 2021, Acórdão 1.567/2022-Plenário, de relatoria do Ministro Benjamin Zymler.

8. *Em especial, o já mencionado Acórdão 1.196/2010-Plenário, apontou ocorrências relacionadas à geração fora da ordem do mérito e à respectiva necessidade de divulgação das atas do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) que embasam as decisões; o também já mencionado Acórdão 1.171/2014-Plenário, retratou um desalinhamento entre as metodologias empregadas nas frentes de planejamento, precificação de curto prazo e operação, fazendo com que o despacho do ONS não seja realizado de uma forma que esteja alinhado com o Custo Marginal de Operação (ONS), nem com o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).*

9. *Já os TCs 019.228/2014-7 e 003.025/2015-2, que resultaram nos Acórdãos 184/2015-Plenário e 994/2015-Plenário, de relatoria do Ministro-Substituto Augusto Sherman Cavalcanti, e Acórdão 2.519/2015-Plenário, de relatoria do Ministro José Múcio Monteiro, apontaram ocorrências relacionadas à geração fora da ordem de mérito, indicando que os modelos matemáticos/computacionais estavam trazendo valores imprecisos e possivelmente subavaliados.*

10. *Apesar dessas ações correlatas, nenhuma delas abordou de maneira mais direta a sistemática utilizada no planejamento da operação, apesar de sua essencialidade.*

11. *Considerando esses trabalhos anteriores, bem como as críticas de stakeholders diversos em relação à metodologia empregada para realizar o planejamento, que a crise hídrica de 2021 criou um contexto setorial que tornou mais oportuna a realização de uma auditoria sobre esse tema, e que também há impacto relevante do planejamento e operação para o setor elétrico, a presente auditoria foi autorizada, conforme Despacho de 21/02/2022 do Ministro Benjamin Zymler (TC 002.151/2022-7).*

I.3. Objetivo e escopo

12. *O objetivo desta auditoria foi avaliar a sistemática de planejamento da operação do Setor Elétrico Brasileiro, incluindo a governança, as premissas utilizadas, os modelos matemáticos e computacionais, e os impactos na segurança de abastecimento e no custo da energia elétrica.*

13. *A avaliação foi estruturada a partir da definição das seguintes questões de auditoria:*

Questão 1: *A governança do processo de planejamento e operação eletroenergética do SIN está bem estabelecida, com indicação de competências, indicadores, metas e sistemática de avaliação, além de permitir a transparência e accountability?*

Questão 2: *Os modelos computacionais e os dados de entrada utilizados no planejamento da operação são adequados e devidamente atualizados?*

Questão 3: *O processo decisório para geração fora da ordem do mérito para garantia da segurança energética é transparente?*

Questão 4: *O planejamento da operação garante a otimização da operação e segurança de suprimento do sistema?*

14. *O escopo da auditoria abarca o planejamento e a operação eletroenergética do SIN em sentido amplo, envolvendo conceitos relacionados ao ciclo de políticas públicas (formulação, implementação e avaliação).*

15. *No ONS, divide-se a operação do sistema elétrico em momentos distintos, como planejamento da operação, programação da operação e avaliação da programação. Essas etapas estão englobadas no escopo da auditoria, envolvendo também a atuação de demais instituições, com destaque para Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de*

Energia Elétrica (Aneel), CMSE e Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP).

16. Não fez parte do escopo da auditoria: a realização de testes ou avaliação do mérito metodológico nos softwares dos modelos computacionais; análises referentes ao planejamento da expansão; e análises das premissas e cálculos dos resultados do planejamento da operação propriamente.

I.4. Critérios

17. Utilizaram-se como principais critérios de auditoria as seguintes referências legais e normativas:

a) Atos específicos do setor elétrico brasileiro (SEB) e que listam competências de entidades envolvidas (Lei 9.074/1995, que estabelece a desverticalização do SEB; Lei 9.427/1996 e Decreto 2.335/1997, que tratam de competências da Aneel; Lei 10.848/2004 e Decreto 5.163/2004, que tratam do modelo do SEB; Lei 9.648/1998 e Decreto 5.081/2004, que tratam de competências do ONS; Decreto 5.175/2004 e Resolução MME 1/2016, que tratam de competências do CMSE; Portaria GM/MME 637/2022, que institui a CPAMP, bem como o Regimento Interno da CPAMP e as Resoluções CNPE 1/2007, 7/2016 e 22/2021, que tratam de competências da CPAMP);

b) Lei 13.874/2019 (Lei de Liberdade Econômica), que institui princípios e deveres para a administração pública, com destaque para a atividade regulatória do Estado;

c) Lei 12.527/2011 (Lei de Acesso à Informação), que determina a publicidade como regra e o sigilo como exceção.

18. Ao longo do relatório, tais critérios são complementados, justificados e detalhados, na medida em que são aplicados nos achados de auditoria.

I.5. Métodos aplicados

19. Foram utilizadas principalmente as seguintes técnicas de auditoria: análise documental; pesquisa em sistemas informatizados; entrevistas; confronto de informações e documentos; análise quantitativa e qualitativa de dados; e painel de referência com especialistas externos.

20. Coletaram-se informações acerca do tema mediante pesquisa na legislação, na literatura, em documentos e sistemas informatizados do Poder Executivo e nas plataformas de associações representativas de entidades do setor elétrico.

21. Realizaram-se reuniões e entrevistas com especialistas do setor elétrico das seguintes instituições nas fases de planejamento e de execução da auditoria: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Operador Nacional do Sistema (ONS), Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Volt Robotics, PUC-Rio, Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas (Abraget) e Associação Brasileira de Comercializadores de Energia (Abraceel).

22. Ao longo da execução da auditoria, aplicaram-se os procedimentos estabelecidos na matriz de planejamento. Dados, informações e documentos necessários à investigação foram também solicitados por meio de ofícios de requisição encaminhados aos responsáveis e a outros atores envolvidos. As informações obtidas e as constatações decorrentes foram organizadas em uma matriz de achados.

23. Realizaram-se dois painéis de referência com gestores e especialistas das instituições supramencionadas, sendo o primeiro para colher contribuições à matriz de planejamento do trabalho e o segundo referente à matriz de achados, para avaliar a qualidade e pertinência das

conclusões e das propostas de encaminhamentos.

24. *Antes da elaboração do presente relatório, foi elaborado um relatório preliminar de auditoria (peça 33), que foi remetido ao MME (peça 37), à Aneel (peça 36) e ao ONS (peça 37), principais órgãos de governo envolvidos na temática, com a finalidade de obter os comentários dos respectivos gestores sobre as constatações e sobre as respectivas propostas de encaminhamento, conforme previsto no item 145 das Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT), aprovadas pela Portaria TCU 280/2010, bem como em observação à Resolução TCU 315/2020 e ao Manual de Auditoria Operacional.*

25. *A manifestação do MME consta das peças 47-52, a da Aneel consta da peça 46 e a manifestação do ONS consta da peça 42.*

26. *O presente relatório já leva em consideração as informações e os esclarecimentos prestados pelos gestores a partir da leitura da versão preliminar, cuja análise consta no “Apêndice A - Comentários dos gestores e análise da equipe”.*

27. *A auditoria foi conduzida de acordo com as Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT) e com o Manual de Auditoria Operacional do Tribunal, que está alinhado às Normas Internacionais das Entidades Fiscalizadoras Superiores (ISSAI), emitidas pela Organização Internacional de Entidades Fiscalizadoras Superiores (Intosai). Nenhuma restrição significativa foi imposta aos exames.*

I.6. Organização do relatório

28. *De forma a facilitar a leitura e em atendimento às orientações constantes do Manual de Auditoria Operacional do TCU, organizou-se o conteúdo deste relatório, além dessa Introdução, em outros oito capítulos.*

29. *O presente capítulo (Capítulo I) aborda os elementos introdutórios do relatório, envolvendo objetivo, escopo, critérios e metodologia.*

30. *O Capítulo II contém a visão geral do objeto, incluindo breve contextualização sobre aspectos gerais do planejamento e da operação eletroenergética do SIN e descrição conceitual da sistemática de planejamento, dos modelos computacionais utilizados e dos atores envolvidos.*

31. *Os Capítulos III a VI abordam as respostas para as quatro questões de auditoria e os respectivos achados:*

Achado 1: *Carência de indicadores e metas relacionados aos objetivos da operação e à aderência entre o planejamento e a efetiva operação*

Achado 2: *Ausência de auditorias periódicas dos sistemas e dos procedimentos técnicos sobre o planejamento operacional e os modelos computacionais*

Achado 3: *Limitação no aprimoramento dos modelos computacionais em decorrência da participação histórica de uma única instituição desenvolvedora de softwares*

Achado 4: *Falta de clareza e transparência das deliberações para geração fora da ordem do mérito*

Achado 5: *Carência de soluções técnicas para os desafios esperados com a transição energética e as mudanças climáticas*

32. *Finalmente, os Capítulos VII e VIII apresentam, respectivamente, as conclusões e a proposta de encaminhamento.*

I. VISÃO GERAL

I.1. Aspectos gerais do planejamento e da operação eletroenergética do SIN

33. *A energia elétrica possui uma característica que a difere de outros produtos usuais: a*

energia precisa ser consumida no mesmo momento em que é gerada, na medida em que soluções de armazenamento em grande escala ainda não são viáveis. Este fato traz uma complexidade adicional que deve ser tratada pela operação do sistema. Além de buscar o balanço instantâneo entre a energia gerada e consumida, o operador também deve observar restrições como a capacidade das linhas de transmissão.

34. No caso brasileiro, em que as hidrelétricas são a principal fonte de energia elétrica, impõe a necessidade de otimização da gestão da água nos períodos secos e chuvosos para minimizar o custo global de geração de energia elétrica. O tamanho do SIN, por conta da sua dimensão, adiciona ainda mais complexidade para o operador.

35. Visando garantir o suprimento em todo o território, o SIN conta com duas frentes de planejamento principais: o planejamento da expansão e o planejamento da operação. O planejamento da expansão busca uma estratégia de aumento da oferta de energia e de transporte que atenda à demanda estimada. Já o planejamento da operação busca atender à demanda pelo menor custo, ao mesmo passo que mantenha um nível adequado de segurança de abastecimento do sistema.

36. No tocante ao planejamento da operação, no Brasil optou-se por um modelo operacional centralizadamente despachado, função exercida pelo ONS. O planejamento operativo pode ser segmentado em fases distintas, dependendo do horizonte de tempo. Uma delas, com horizonte de cinco anos, culmina com a elaboração do Plano de Operação Energética (PEN) e do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PAR/PEL). Outra, com horizonte mensal, resulta no Programa Mensal de Operação Energética (PMO). Por fim, num horizonte diário, é publicado o Programa Diário da Operação (PDO). Todas essas etapas são organizadas e executadas pelo ONS. A fiscalização e regulação são efetuadas pela Aneel.

37. O planejamento da operação demanda o equacionamento de diversos aspectos técnicos da carga, da geração e do transporte, tais como os custos de geração, a disponibilidade e a capacidade das linhas de transmissão, as limitações de rampas de geração, os limites de vazão, o nível da água, a expectativa da evolução da hidrologia, a intensidade de sol e vento, entre outros. Todos esses fatores devem ser otimizados dentro de um horizonte temporal. Essa necessidade torna o planejamento extremamente complexo, requerendo, portanto, um instrumento computacional que possibilite criar uma sequência de ordens de despachos que busque a minimização dos custos. Para a busca dessa otimização, o modelo brasileiro depende de uso de modelos computacionais.

38. Os principais modelos computacionais usados são NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes Interligados), DECOMP (Modelo de Determinação da Coordenação da Operação a Médio Prazo) e DESSEM (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo). Estes modelos foram desenvolvidos, e são mantidos, pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel).

39. Esses modelos também calculam o Custo Marginal de Operação (CMO) e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), afetando, portanto, a liquidação financeira no mercado de curto prazo.

40. O planejamento e a operação de um sistema elétrico, portanto, consiste basicamente em procedimentos que garantam que a energia necessária (carga) em cada momento seja suprida por fontes de energia (geradores). O sistema brasileiro requer planejamento e coordenação com diversos agentes para assegurar o fornecimento de energia elétrica presente e futura. As características e o tamanho, incluindo a previsão de carga, da geração intermitente e da energia natural afluyente das chuvas (uma vez que as hidrelétricas ainda são a principal fonte de energia utilizada) e as restrições de transporte tornam a otimização uma tarefa intrinsecamente

complexa.

41. A Lei 10.848/2004 estipulou alguns objetivos para a operação do SIN (art. 1º, §4º), indicando, resumidamente, que a operação deve considerar a otimização dos recursos eletroenergéticos, o atendimento dos requisitos de carga, a segurança operativa, as restrições da transmissão, o custo do déficit de energia e as interligações internacionais.

1.2. Principais modelos computacionais utilizados

42. Visando a otimização de recursos energéticos e considerando a quantidade de variáveis existentes, é necessário o auxílio de modelos computacionais capazes de representar o SIN e indicar qual a geração de cada fonte para que o custo global seja otimizado. Os modelos computacionais apresentam simplificações na representação do sistema real, inclusive para que o modelo possa ser solucionado em tempo adequado considerando os recursos computacionais disponíveis. Acrescenta-se que existem variáveis de difícil previsão, como por exemplo, a quantidade e locais de chuvas, indisponibilidade de equipamentos não prevista, intensidade dos ventos e até da demanda dos consumidores.

43. A estratégia adotada para a operação do SIN consiste na utilização de uma cadeia de modelos, cada vez mais detalhados, e que buscam representar as condições e restrições do sistema. Os principais modelos são NEWAVE, DECOMP e DESSEM, cada um com objetivos e simplificações diferentes, sendo o NEWAVE o de mais longo prazo, até o DESSEM para o curto prazo.

44. De maneira simplificada, os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM focam, cada um, em horizontes diferentes da operação:

a) **NEWAVE:** utilizado nos estudos de planejamento de médio prazo. Percorre os cenários hidrológicos para o horizonte de cinco anos, com etapas mensais. Os principais dados de entradas do NEWAVE envolvem, entre outros: previsões das vazões das hidrelétricas (diretamente associado à dois mil cenários de precipitação), dados das geradoras, dados de novas usinas previstas para entrar em operação no período, dados das demandas de mercado de energia e custo do déficit. Dentre as simplificações, destacam-se a representação das hidrelétricas por Reservatórios Equivalentes de Energia (REE), sem individualização, a representação de fontes não despacháveis como eólica e solar simplesmente subtraindo a previsão de geração da carga e a representação de restrições operativas apenas dentro de cada submercado (o SIN é subdividido em quatro submercados);

b) **DECOMP:** utilizado no programa mensal da operação. Estabelece metas e diretrizes energéticas de curto prazo. Tem o horizonte de dois meses em etapas semanais. No DECOMP, as usinas hidrelétricas têm representação individualizada no modelo e já são representadas restrições de transporte; e

c) **DESSEM:** utilizado na programação diária, com horizonte de uma semana, em etapas de trinta minutos. Utiliza um maior detalhamento do sistema e tem como principal saída os preços horários para o mercado de curto prazo.

45. Em situações específicas, como as previstas nos Procedimentos de Rede, Submódulo 10.13, itens 6.4, 6.7 e 6.9, o ONS pode ainda realizar despacho diferente do indicado pelos programas computacionais. Trata-se da Geração Fora da Ordem de Mérito de Custo (GFOM), que ocorre quando uma usina é programada para gerar ainda que não indicada na ordem de mérito de custo. Em determinadas situações, despachos fora da ordem do mérito dependem de decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), de forma extraordinária e com o objetivo de garantir o suprimento energético.

I.3. Principais atores envolvidos e os respectivos papéis

46. O MME é o órgão do poder executivo responsável por formular e implementar políticas setoriais, bem como estabelecer estratégias e diretrizes para a aplicação de recursos. Atualmente suas competências constam no Decreto 11.350/2023, que trata da estrutura regimental do Ministério.

47. Ao MME cabe também presidir conselhos e comitês envolvendo o setor elétrico e outros setores da economia. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), criado pela Lei 9.478/1997, tem por função assessorar o Presidente da República na elaboração de políticas e diretrizes energéticas, enquanto o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), instituído pela Lei 10.848/2004, se incumbem de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.

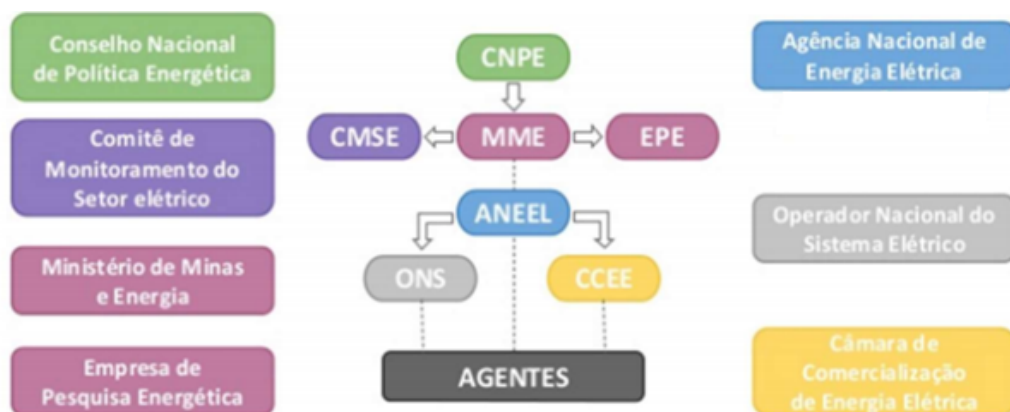
48. Como integrantes da Administração Pública Indireta, tem-se a Aneel, criada pela Lei 9.427/1996 e responsável por fiscalizar e regulamentar o setor de energia elétrica e com competência específica para fiscalizar sistemas e procedimentos técnicos do ONS.

49. Há também a EPE, cuja criação foi autorizada pela Lei 10.847/2004, com a finalidade de realizar estudos e pesquisas destinados a subsidiar o planejamento do setor energético.

50. Mencionam-se, também, duas entidades de regime jurídico privado, sem fins lucrativos, que exercem funções públicas: o ONS e a CCEE, criados, respectivamente, pelas Leis 9.648/1998 e 10.848/2004. O primeiro tem a função de coordenar a operação das instalações de geração e de transmissão de energia elétrica no SIN, enquanto o segundo é responsável por contabilizar e liquidar os contratos de comercialização no mercado de energia elétrica. Registre-se que, legalmente, a atuação de ambas as entidades é fiscalizada pela Aneel.

51. A Figura 1 traz um esquema dos principais entes do setor, em que os “Agentes” representam outros stakeholders setoriais cujas atividades são reguladas pela Aneel, como geradoras, transmissoras, distribuidoras, comercializadoras e consumidores.

Figura 1 - Organização institucional do Setor Elétrico



Fonte: ONS (adaptado)

52. Ainda que não participe da operação diretamente, destaca-se também a EPE, que elabora o planejamento da expansão do SEB, incluindo a perspectiva de novos empreendimentos, como geradores e linhas de transmissão. Por causa disso, deve ocorrer um forte intercâmbio de informações entre o ONS e a EPE para que a expansão do sistema atenda às necessidades da operação.

53. Também existem diversos fóruns, com a participação do MME, da Aneel, do ONS e da CCEE, com objetivos relacionados com o planejamento e a operação eletroenergética do SIN. Cabe ao CMSE acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético, podendo autorizar a geração fora da ordem do mérito para atendimento da segurança energética. Já à Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) cabe propor e atualizar as metodologias e programas computacionais utilizados para o planejamento e programação da operação, notadamente os denominados da cadeia principal (NEWAVE, DECOMP e DESSEM). Cabe ao Comitê Técnico PMO e PLD (CT PMO/PLD) propor aprimoramentos tanto na cadeia principal como nos modelos satélites visando tratar de assuntos relacionados à elaboração do PMO e da formação do PLD.

54. Outra instituição com papel de destaque é o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). O Cepel é responsável pela implementação da metodologia e desenvolvimento dos principais softwares utilizados para a otimização da operação: NEWAVE, DECOMP e DESSEM além de diversos softwares satélites, utilizados em etapas intermediárias da operação. O Cepel é uma associação historicamente ligada ao grupo Eletrobras, que foi privatizado em 2022.

55. Os procedimentos da operação guiam a atuação do ONS e dão maior previsibilidade aos agentes. Eles estão regulamentados nos “Procedimentos de Rede” e a estrutura vigente foi aprovada pela Resolução Normativa Aneel 903/2020.

56. Já para os aprimoramentos nos modelos computacionais, o principal fórum de discussão é a CPAMP. Para a homologação de novas versões dos softwares utilizados, são realizadas consultas públicas tanto na CPAMP como na Aneel.

57. Em que pese a quantidade de agentes e de competências relacionadas ao planejamento da operação, verifica-se que há delimitação de atribuições dos principais entes, por meio de leis e atos normativos, havendo razoável separação das funções de cada um. A seguir passa-se a uma análise mais detalhada a respeito da governança do processo.

II. GOVERNANÇA DO PROCESSO DE PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA

58. A necessidade de a Administração Pública implementar uma boa governança encontra alicerce no princípio constitucional da eficiência. Este Tribunal de Contas tem contribuído para o aprimoramento da governança em diversos processos e fiscalizações. Acrescenta-se também as publicações pelo TCU do “Referencial Básico de Governança Aplicado a Órgãos e Entidades da Administração Pública”, do “Referencial para Avaliação de Governança em Políticas Públicas” e do “Referencial para Avaliação da Governança do Centro de Governo”.

59. O Poder Executivo também tem patrocinado importantes iniciativas a respeito do tema, a exemplo da edição do Decreto 9.203/2017, que dispõe sobre a política de governança da administração pública federal direta, autárquica e fundacional.

60. Tanto o referido decreto quanto o Referencial Básico de Governança Aplicado a Órgãos e Entidades da Administração Pública do TCU definem Governança Pública como o conjunto de mecanismos de liderança, estratégia e controle postos em prática para avaliar, direcionar e

monitorar a gestão, com vistas à condução de políticas públicas e à prestação de serviços de interesse da sociedade.

61. *Governança pública é mais do que alocar adequadamente competências e atribuições aos diversos agentes, pois envolve o estabelecimento de estratégias de gestão e de rotinas de controle, de modo a oferecer, com eficiência, serviços aos cidadãos.*

62. *Depreende-se, portanto, que além da clara definição de competências e responsabilidades, é necessária a criação de uma visão estratégica e sua conexão com os planos estratégicos e operacionais, acompanhada dos mecanismos de monitoramento e controle necessários à entrega, pelo setor público, dos produtos demandados pela sociedade.*

63. *Quanto ao setor elétrico em específico, as atribuições e competências relacionados ao planejamento e operação eletroenergética do SIN são estabelecidas em normativos dispersos. Com a falta de uma consolidação de normas, podem ocorrer incertezas pontuais acerca de competências e atribuições. Entretanto, sob esse aspecto, não foram identificados conflitos relevantes de competências ou de atribuições.*

64. *À propósito, em auditoria anterior do TCU, que tratou da governança de políticas e processos específicos do setor elétrico como um todo (Acórdão 1.683/2021-Plenário, de relatoria do Ministro Jorge Oliveira), o Tribunal apontou, entre outros, que o Plano Nacional de Energia não fixa objetivos e resultados esperados para o setor elétrico, alinhados com objetivos maiores de país e considerados os interesses dos setores conectados com o segmento de energia elétrica. Este Tribunal identificou também a ausência de instância intersetorial para a discussão de questões estratégicas e a necessidade de atuação complementar das esferas pública e privada. Os efeitos vislumbrados consistem na ausência de definição de diretrizes para temas relevantes, a não avaliação dos resultados de políticas vigentes e um maior risco de descontinuidade de ações públicas. Adicionalmente, o TCU apontou que o MME não utilizou avaliações de impacto na tomada de decisão dos processos objeto do estudo de caso, apesar de referências bibliográficas e boas práticas no setor de regulação indicarem a necessidade dessa avaliação.*

65. *Quanto ao desempenho do planejamento da operação, conforme se detalha mais adiante, na presente auditoria constatou-se carência de indicadores e metas para a operação do setor elétrico, dificultando mensurar se o planejamento da operação está eficaz e atinge aos seus objetivos, qual seja, a manutenção da confiabilidade do sistema pelo menor custo.*

66. *Uma boa governança do setor público deve possuir formas de garantir também a transparência e accountability, com o fim de criar incentivos para uma gestão alinhada com o interesse público, com objetivos, indicadores e metas claramente definidos.*

67. *O que se constatou na presente auditoria é que há carência de instrumentos para apontar claramente o que se espera do planejamento da operação, como medir os resultados obtidos e se houve aderência entre o planejado e a operação propriamente. A carência de indicadores e metas que meçam os objetivos da operação e os aprimoramentos propostos é objeto do achado a seguir.*

Achado 1: Carência de indicadores e metas relacionados aos objetivos da operação e à aderência entre o planejamento e a efetiva operação

68. *Indicadores são importantes em diversas etapas das políticas públicas, envolvendo formulação, desenho e institucionalização das ações, tomadas de decisão, implementação, monitoramento e avaliação. Os indicadores devem possuir metas objetivas de entrega de produtos e de alcance de resultado.*

69. *No caso em apreço, observa-se carência de indicadores que relacionem a operação*

planejada com a realizada, e com os objetivos pretendidos. Citam-se, como exemplos, a carência de indicadores relacionados a variação entre o custo da operação previsto e o realizado; comparativo entre os custos e a operação previstos no NEWAVE, DECOMP e DESSEM com o realizado; despachos térmicos realizados via GFOM; e nível de contribuição dos aprimoramentos realizados nos modelos computacionais. Também há carência de indicadores e métricas relacionados a simplificações na modelagem de energia intermitente e de geração distribuída.

70. Ressalta-se que, atualmente, utilizam-se indicadores da performance organizacional do ONS e indicadores previstos nos Procedimentos de Rede. No entanto, há carência de indicadores e metas relacionados diretamente aos objetivos da operação e à aderência entre as situações planejadas e as efetivamente realizadas. O monitoramento e a avaliação da operação se dão com base em análises de relatórios de resultados operacionais do setor.

71. A existência de bons indicadores é essencial para o acompanhamento e a avaliação de projetos ou políticas públicas. No contexto da gestão de resultados, os indicadores são instrumentos para auferir aspectos sobre determinado objeto, permitindo acompanhar o alcance das metas e apontar problemas a serem corrigidos.

72. Como objetivo para a operação do SIN, destaca-se a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos (prevista na Lei 10.848/2004, art. 1º, §4º, I). Cabe ao ONS realizar despacho centralizado da geração com vistas à otimização do sistema (Decreto 5.081/2004, art. 3º, I) e a divulgação dos indicadores de desempenho dos despachos realizados, a serem auditados semestralmente pela Aneel (Decreto 5.081/2004, art. 3º, VI).

73. De acordo com o disposto no Procedimentos de Rede, Submódulo 4.5, o resultado da operação tem o seguinte propósito:

1.1. A programação diária da operação eletroenergética tem como propósito a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio do suprimento, nas melhores condições elétricas e energéticas, econômicas e com a maior segurança operacional possível, das demandas previstas, considerando a integridade de equipamentos e as restrições existentes.

74. Depreende-se que a otimização da operação pode ser mensurada ao analisar as condições elétricas, energéticas, econômicas e de segurança. Considerando que um dos aspectos da otimização envolve minimizar os custos da operação, atendendo aos requisitos de atendimento da carga com segurança, entende-se que os custos de operação devem ser mensurados por meio de indicadores.

75. A equipe de auditoria não identificou indicadores diretamente relacionados à otimização dos custos de operação. Durante a auditoria foi identificado um amplo conjunto de indicadores que tratam da performance organizacional do ONS, da qualidade da previsão dos dados de entrada e de aspectos da operação executada. Esses indicadores são regulamentados pela Aneel (Resolução Normativa Aneel 1.017/2022 e Resolução Homologatória Aneel 3.005/2021) e publicados no site do ONS (<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/desempenho-dos-ons/indicadores>), e são os seguintes:

- d) IPC – Indicador de Previsão de Carga;
- e) IPE – Indicador de Previsão de ENA (Energia Natural Afluente);
- f) IPEol- Indicador de Previsão de Geração de Energia Eólica;
- g) ADFP – Indicador de Atendimento ao Limite de Desempenho da Frequência em Regime Permanente;
- h) ADTP – Indicador de Atendimento ao Limite de Desempenho da Tensão em Regime

Permanente;

- i) ADFS – Indicador de Atendimento ao Limite de Desempenho dos Fluxos Sistêmicos;*
- j) AIR – Indicador de Atendimento aos Prazos de Apuração das Indisponibilidades e Restrições;*
- k) ATL – Indicador de Atendimento ao Prazo para Emissão de Termos de Liberação;*
- l) APA – Indicador de Atendimento ao Prazo para Emissão do Parecer de Acesso;*
- m) APES – Indicador de Atendimento aos Prazos de Apuração de Encargos e Serviços;*
- n) APG - Indicador de Atendimento do prazo de Integração da Geração.*

76. Vários desses indicadores relacionam-se com aspectos da operação, como, por exemplo, indicadores de previsão de carga, de ENA e de geração eólica; indicadores da qualidade da energia (tensão e frequência); bem como da segurança da operação (atendimento a diversos limites de desempenho).

77. No entanto, dentre os indicadores elencados não se encontram indicadores relacionados com a otimização dos custos de operação do sistema elétrico ou ainda que tratem da aderência entre o planejamento e a efetiva operação. Os indicadores utilizados não permitem responder objetivamente questões como: a operação do sistema foi realizada de forma otimizada? Qual o nível de otimização alcançado? Quais custos foram otimizados? A operação do sistema ocorreu conforme planejado? O despacho previsto foi efetivamente realizado? Qual a variação entre os custos da operação planejados e os realizados? Qual o nível de aderência entre a operação planejada nos diversos horizontes (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) e a efetivamente realizada?

78. A ausência de indicadores nesse sentido prejudica o estabelecimento de metas e o monitoramento e a avaliação da operação. Isso não significa que não existe monitoramento e avaliação. Foram identificadas outras formas de avaliação.

79. No âmbito do CMSE, por exemplo, há um monitoramento periódico das condições de atendimento (ENA, armazenamento, condições meteorológicas, GSF, entre outros).

80. No âmbito da Aneel, há um acompanhamento das diferenças entre a programação da geração e o operado (peça 18) e há contratação de auditorias externas para averiguar se os dados de entrada são adequadamente alimentados nos sistemas.

81. No âmbito do ONS, a avaliação da operação compreende a realização de estudos e a análise de dados sobre a operação. Observa-se, por exemplo, a publicação de Boletins Diários da Operação, boletins e relatórios sobre intercorrências verificadas na operação como o “Relatório de Análise de Perturbação”, “Análise de Falhas em Equipamentos e Linhas de Transmissão” e “Apuração da geração e de indisponibilidade de empreendimentos de geração”. Esses documentos, dentre outros, apresentam diversas informações sobre a operação e estão regulados no módulo 6 dos Procedimentos de Rede. Também é recorrente a publicação de diversos indicadores previstos no módulo 9 dos procedimentos de rede agrupados em:

- a) Indicadores de confiabilidade da Rede Básica;*
- b) Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração;*
- c) Indicadores de desempenho dos sistemas de proteção;*
- d) Indicadores de desempenho das programações eletroenergética, de manutenção e de intervenção;*
- e) Indicadores de cumprimento de providências;*
- f) Indicadores de desempenho dos sistemas de supervisão e controle e dos serviços de*

telecomunicações;

g) *Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica.*

82. *Desses indicadores, os que mais se aproximam de uma avaliação da operação como um macroprocesso, e centrados nos objetivos globais, que envolvem a otimização do sistema e minimização do custo global da operação são os do submódulo 9.4: “Indicadores de desempenho das programações eletroenergética, de manutenção e de intervenção”. No entanto, os indicadores sobre a operação se limitam a: “2.1. Desvio de previsão de carga da programação diária da operação eletroenergética (DesvioD)” e “2.2. Desvio de previsão de carga do programa mensal da operação energética (DesvioM)”.*

83. *Embora a previsão de carga seja um aspecto importante para avaliação, já que é um dos parâmetros mais importantes dos dados de entrada, faltam indicadores relacionados com aspectos do custo da operação e com a diferença entre o planejado pelos modelos (que é a forma desenhada para atingir a otimização) e o realizado na operação real.*

84. *É necessário comparar se a operação está ocorrendo conforme planejado. Ainda que seja justificável uma certa diferença entre a previsão e a operação, uma diferença substancial ou persistente pode indicar que o processo de planejamento não está trazendo resultados esperados, ensejando ações para aprimoramentos no planejamento da operação. Nesse sentido, o nível de aderência pode ser considerado uma medida de performance da operação.*

85. *Vale destacar que o ONS, além dos indicadores previstos no submódulo 9, também publica resultados da operação em que são apresentados os custos da operação, detalhando os custos incorridos para a valoração da operação (publicado mensalmente no Boletim Mensal de Custos da Operação). No entanto, não há uma avaliação que compare os resultados com o planejamento realizado no médio e no curto prazo, nem são avaliados se os objetivos operativos, delineadas pelo planejamento, foram atingidos.*

86. *Foi identificado uma série de documentos denominados “estudos comparativos e análises das principais diferenças entre os despachos resultantes do modelo DESSEM e a programação diária”, publicados mensalmente. Esses estudos contêm inúmeros dados da operação com foco nas divergências diárias entre o planejado e a operação real (em certa medida com dados similares aos utilizados pela Aneel em painel de acompanhamento interno, peça 18, p 3 e 4, bem como do site www.matchdaenergia.com.br, que traz comparativos entre os resultados dos modelos de planejamento e a operação).*

87. *Esse estudo do ONS possibilita a quantificação dos montantes de desvios associados e cada classificação de motivo, e, assim, auxiliar a tomada de decisão para ações de melhoria nos processos associados ao modelo DESSEM e a elaboração do PDP. Portanto, o documento mencionado vai ao encontro das necessidades apontadas neste achado. Entretanto, não foram encontradas metas para a operação, indicadores ou estudos similares para outros horizontes da operação (mensal, anual, plurianual) nem para a operação num sentido global.*

88. *Uma nuance do tema é que o conjunto de indicadores de performance do ONS é utilizado para medir o desempenho organizacional do ONS e não da operação como um todo. Já o outro conjunto de indicadores publicados pelo ONS e regulamentado nos Procedimentos de Rede abarcam alguns elementos adicionais aos indicadores de desempenho organizacional do ONS. É necessário lembrar que, para o contexto do relatório, o ONS não é o único responsável pelo planejamento da operação. Por exemplo, a metodologia dos modelos computacionais é discutida na CPAMP, implementada pelo Cepel e homologada pela Aneel. Há também algum nível de decisão no CMSE. Logo, deveriam existir outros conjuntos de indicadores que apontem e possibilitem a transparência do planejamento e da operação eletroenergética do SIN como um todo e o grau de alcance dos objetivos da operação, conforme diretrizes elencadas no § 4º da*

Lei 10.848/2004.

89. Assim, foram identificados relatórios, informações e dados que retratam a operação. No entanto, há carência de indicadores e metas claros da operação, principalmente em relação à otimização dos custos e à aderência do planejado com o realizado, considerando aspectos eletroenergéticos e econômicos.

90. Como já mencionado, o relatório preliminar da auditoria foi encaminhado para manifestação dos responsáveis. O MME e o ONS não se manifestaram com relação ao presente achado. A Aneel, por sua vez, teceu comentários sobre o achado no sentido de enumerar diversos indicadores já existentes e por considerar que eventual determinação já deva considerar os mecanismos e ritos implementados para o aprimoramento constante existentes na agência. Conforme análise dos comentários dos gestores registrados no Apêndice A, entende-se que os indicadores existentes não são suficientes para avaliar o planejamento e a operação do SIN.

91. A utilização e publicação de indicadores e metas nesse sentido é benéfica também para que seja facultado o acesso de forma transparente e clara para a sociedade de informações acerca da eficiência de cada etapa da operação. Além da transparência promovida por tais medidas, esses indicadores também podem ser utilizados para identificar problemas ou oportunidades de melhoria na metodologia e/ou modelos e mensurar a qualidade dos aprimoramentos implementados, comunicando mais efetivamente a situação. Nesse sentido, propõe-se o seguinte encaminhamento: determinar à Aneel que, em um prazo de até 180 dias, elabore um plano de ação para regulamentar a utilização e publicação de indicadores e metas relacionados com os objetivos do planejamento da operação eletroenergética do SEB, incluindo aspectos de otimização dos custos da operação e a aderência entre o planejamento e a efetiva operação, possibilitando também o monitoramento e a avaliação mais completos e transparentes do planejamento e da operação.

92. Como critérios para a determinação elencam-se a Lei 10.848/2004, art. 1º, §4º, que define o objetivo de otimização dos recursos eletroenergéticos como um dos critérios de operação do SIN; o Anexo I do Decreto 2.335/1997, arts. 2º e 3º, que lista diretrizes para atuação da Aneel; e o Decreto 5.081/2004, art. 1º e art. 3º VI, que dispõe sobre a atribuição do ONS para divulgar indicadores de desempenho dos despachos realizados, sendo fiscalizado e regulado pela Aneel; além do Regimento Interno do TCU, art. 250 II; e da Resolução TCU 315/2020, art. 4º e art. 7º, §3º, I.

93. Como benefício da proposta vislumbra-se maior transparência e melhor comunicação quanto à efetiva otimização da operação e acompanhamento pela sociedade e pelo Poder Executivo como um todo, além de subsidiar os aprimoramentos na sistemática de planejamento.

III. MODELOS COMPUTACIONAIS UTILIZADOS NO PLANEJAMENTO

94. Os modelos computacionais são um dos componentes centrais do planejamento da operação do SEB. Os modelos calculam os despachos das geradoras com o objetivo de minimizar o custo geral para operação do sistema elétrico. A cadeia principal envolve o NEWAVE, o DECOMP e o DESSEM, cada um com foco num horizonte de tempo diferente (médio ou curto prazo). Para calcular os despachos, os modelos processam diversas informações, tais como custo de geração, previsão de precipitações hídricas, evolução da carga, bem como consideram restrições operacionais ou de segurança.

95. Para rodar os modelos, requer-se alta capacidade de processamento computacional. Assim, algumas simplificações são necessárias para possibilitar a execução dos cálculos em tempo hábil. Entretanto, algumas dessas simplificações são objeto de críticas, tais como o uso do reservatório equivalente de energia no NEWAVE, a previsão de carga, a geração

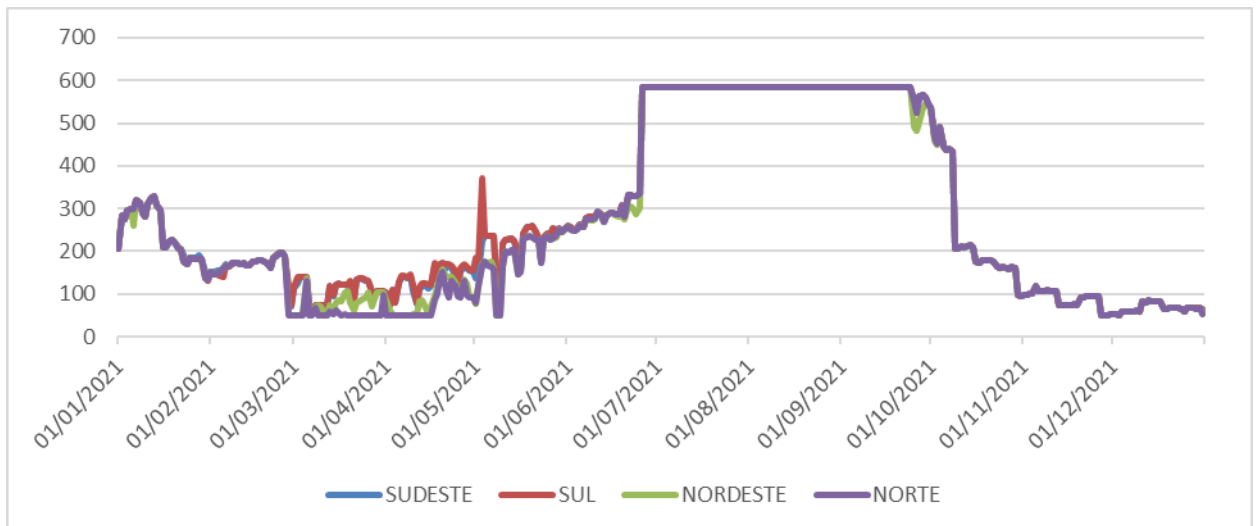
intermitente ser considerada como um redutor de carga, o modo como são considerados os conflitos de usos múltiplos da água e as mudanças climáticas.

96. Conforme apurado ao longo da auditoria, essas questões, em grande parte, estão mapeadas no âmbito da CPAMP (peça 53) visando ajustes nos modelos. Citam-se, como exemplo, a individualização da representação das hidrelétricas e a modelagem para a geração intermitente que constam como assunto prioritário de desenvolvimento no ciclo vigente. É objeto também de apuração no âmbito da CPAMP a análise sobre eventual tendência otimista da hidrologia nos modelos.

97. Críticas dessa natureza foram especialmente contundentes em 2021. Por conta da crise hídrica, houve maior acionamento da GFOM, que gerou custos de encargos da ordem de R\$ 17 bilhões (peça 58). A GFOM pode ser considerada um parâmetro sobre a confiabilidade depositada na sistemática de planejamento, já que, preponderantemente, a GFOM é realizada quando os programas trazem resultados que aparentam ser arriscados de serem seguidos.

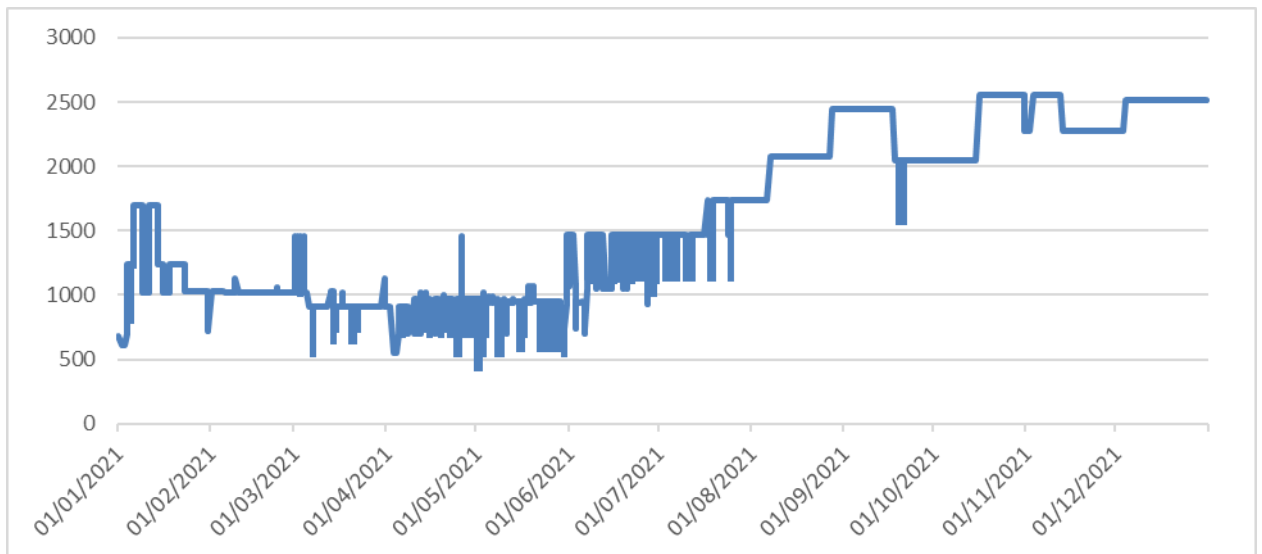
98. Além disso, a volatilidade no PLD, um dos produtos calculados pelos modelos, e o aparente descasamento com a realidade em alguns momentos, também é indicio de fragilidades no modelo, que pode não estar precificando adequadamente a situação do sistema. Em 2021, o PLD resultante desses modelos parecia estar descasado da realidade operativa (Figura 2). Com a maioria das medidas de resposta à crise ainda vigentes, inclusive o despacho de termelétricas com custos variáveis unitários (CVU) superiores a R\$ 2.000/MWh (Figura 3), o PLD no auge da crise estava no teto de cerca de R\$ 600/MWh. Já o PLD na primeira semana de dezembro era de R\$ 50/MWh, devido às chuvas do início do período úmido, no entanto, ainda ocorriam despachos fora da ordem do mérito conforme . Ainda assim, foram sendo mantidas as autorizações de GFOM até abril de 2022.

Figura 2 - Preço do PLD diário médio



Fonte: elaboração própria com dados da CCEE (<https://www.ccee.org.br/precos/painel-precos>)

Figura 3 - CVU máximo das térmicas despachadas



Fonte: elaboração própria com dados do ONS
 (https://dados.ons.org.br/dataset/geracao_termica_despacho e
<https://dados.ons.org.br/dataset/cvu-usitermica>)

99. Em que pese os fóruns existentes serem capazes de identificar a necessidade de aprimoramentos no processo, foram constatadas situações que ainda precisam de um endereçamento.

100. Deficiências encontradas na fiscalização dos modelos é objeto do Achado 2, enquanto a dependência histórica de uma única instituição desenvolvedora de softwares é abordada no Achado 3.

Achado 2: Ausência de auditorias periódicas nos sistemas computacionais e nos procedimentos técnicos utilizados no planejamento operacional

101. O Decreto 5.081/2004, que regulamenta a atuação do ONS, no art. 9º, estabelece a obrigatoriedade de a Aneel promover auditorias periódicas para a verificação de diversos itens da operação, avaliando a confiabilidade, a integridade, a qualidade, a atualidade técnica, e o atendimento aos sistemas e às metodologias de planejamento operacional. Entretanto, não foram identificadas as auditorias que atendam a todas os componentes previstos no decreto. Somente foram identificadas auditorias que avaliam os dados de entradas dos modelos computacionais.

102. A seguir, transcreve-se o referido artigo:

Art. 9º A ANEEL deverá promover auditoria dos sistemas e dos procedimentos técnicos do ONS, para verificar, dentre outros, o seguinte:

I - a confiabilidade e a integridade dos sistemas operacionais, no mínimo a cada doze meses;

II - a qualidade e atualidade técnica das metodologias, dos modelos computacionais, dos sistemas e dos processos, no mínimo a cada doze meses;

III - o atendimento à ordem de programação de despacho de geração, visando à otimização dos recursos energéticos do SIN;

IV - a aplicação das informações prestadas pelos agentes relativas às suas instalações de geração e transmissão e dos serviços ancilares; e

V - a aderência das práticas operativas aos Procedimentos de Rede.

103. *Observa-se que os incisos I, II e III são diretamente relacionados com a confiabilidade dos sistemas operacionais, a qualidade e a atualidade técnica dos modelos e o atendimento da programação de despacho que vise a otimização energética do sistema.*

104. *Arguida sobre como se dá a fiscalização prevista no decreto, a Aneel (peça 18, p. 4) apontou que a estratégia da Agência para cumprimento do Decreto 5.081/2004 é averiguar a qualidade de dados de entrada que serão utilizados nos modelos. Essa abordagem é regulamentada pela REN 455/2011, que determina ao ONS a contratação de auditoria externa para auditar os dados de entrada do PMO e suas revisões (REN 455, art. 1º, I) e auditar os dados apurados e sistemas utilizados (REN 455, art. 1º, II). Ressalta-se que há uma atualização em curso na metodologia de avaliação dos dados de entrada, conforme consulta pública do ONS para a inclusão do novo submódulo 6.18 para tratar do processo de avaliação dos dados de entrada (peça 55).*

105. *Embora necessária, a auditoria contratada para análise dos dados de entrada não é suficiente para garantir os resultados da operação e não atende aos incisos I, II e III do art. 9º do Decreto 5.081/2004. Nesse sentido, compete à Aneel, conforme disposto no decreto, uma fiscalização mais ampla, a ser realizada por equipe própria ou contratada nos mesmos moldes da auditoria sobre os dados de entrada.*

106. *Em relação ao inciso I (confiabilidade e integridade dos sistemas operacionais), apesar de a Aneel exigir uma auditoria periódica, ao determinar a contratação de auditoria externa pelo ONS sobre os dados de entrada, não se observa uma auditoria periódica sobre a confiabilidade e a integridade dos sistemas que integram o planejamento da operação, conforme consta explicitamente no decreto.*

107. *Sobre a auditoria independente contratada para auditar os dados de entrada utilizados pelo ONS, não foram relatados achados de inconformidade nos relatórios analisados, mas vários dados deixaram de ser analisados por ausência de dados. A Aneel informou que isso é de conhecimento da Agência (peça 56) e que, embora a ausência de alguns dados na análise da auditoria não seja uma falha grave, está em tramitação interna uma atualização da sistemática de revisão que resultou na consulta pública, realizada pelo ONS, acerca da sugestão inserção de criação do submódulo 6.18 nos procedimentos de rede (peça 55).*

108. *Em relação ao inciso II (qualidade e atualidade das metodologias, dos modelos computacionais, dos sistemas e dos processos), em que pese a atuação da CPAMP para avaliar e coordenar os aprimoramentos da cadeia principal dos modelos computacionais, não há uma auditoria periódica promovida pela Aneel a respeito, conforme estipula o decreto.*

109. *Vislumbra-se que a execução de tal auditoria trará benefícios no sentido de produzir uma avaliação externa sobre o desenvolvimento e as necessidades de aprimoramento dos modelos computacionais, oportunizando uma comparação com o estado da arte sobre o assunto. Também poderá trazer uma reflexão sobre a qualidade desses modelos computacionais e do procedimento do planejamento operacional, o que vai ao encontro da constatação da necessidade de indicadores que avaliem a performance deles, trazendo conclusões se estão atendendo aos objetivos almejados. Espera-se que tais avaliações evidenciem pontos de melhorias da sistemática como um todo.*

110. *Quanto ao inciso III (atendimento à ordem de programação de despacho de geração, visando à otimização), o comando aponta para averiguar se as ordens de despachos estão sendo cumpridas.*

111. *O conteúdo desse inciso é no sentido de que a Aneel deve promover auditorias que tratem de eventuais diferenças entre o despacho real e o ordenado pelos sistemas. Esse apontamento também é aderente com parte do problema relatado no Achado 1 deste relatório (no sentido da*

carência de indicadores que apontem a aderência da operação real com o planejado).

112. Durante a fase de execução da auditoria, a equipe questionou à Aneel sobre esses apontamentos (peça 16, p. 1, item d). Em resposta (peça 18, p. 4), a Agência respondeu que esses pontos são abarcados pela REN Aneel 455 (peça 57). Entretanto, a referida REN aborda tão somente sobre a auditoria externa sobre os dados de entrada dos modelos computacionais.

113. Na oportunidade de comentários dos gestores ao relatório preliminar, o MME e o ONS não se manifestaram com relação ao presente achado. Já a Aneel teceu comentários no sentido que atualmente a CPAMP seria o fórum mais adequado para proceder tal avaliação dos modelos. Argumenta que o Decreto 5.081/2004 não atribuiu essa competência à CPAMP pois a CPAMP foi criada após a edição do referido decreto. Argumenta também que uma avaliação como a proposta é prejudicada pelo fato de que o código dos softwares homologados é fechado, prejudicando a análise da metodologia implementada. Conforme análise dos comentários dos gestores constante do Apêndice A, entende-se que a CPAMP não tem a função de fiscalizar os modelos e sistemas do ONS. Trata-se de uma competência da Aneel, conforme explicitamente previsto nos incisos I, II e III, do art. 9º, do Decreto 5.081/2004. Quanto ao código fechado dos softwares, cabe à Aneel estabelecer procedimentos para fiscalização, devendo, inclusive, avaliar se, para fins da fiscalização, não cabe acesso aos códigos-fonte, resguardados os devidos direitos de propriedade intelectual.

114. Nesse sentido, buscando o cumprimento dos incisos I, II e III, do art. 9º do Decreto 5.081/2004, com o objetivo de aumentar a confiabilidade, integridade, qualidade e atualidade técnica das metodologias dos modelos computacionais e dos sistemas e processos, propõe-se o seguinte encaminhamento: determinar à Aneel que, em um prazo de até 180 dias, elabore um plano de ação para regulamentar a realização de auditorias dos sistemas e dos procedimentos técnicos do ONS estabelecidas no art. 9º, inc. I, II e III, do Decreto 5.081/2004.

115. Como critérios para a determinação, elencam-se a Lei 9.648/1998, art. 13, que estabelece a competência do ONS sobre as atividades de coordenação e controle da operação e da Aneel que deverá fiscalizar e regular tais atividades; e o Decreto 5.081/2004, art. 9º, inc. I, II e III, que lista alguns procedimentos a serem realizados pela Aneel para o acompanhamento da operação, além do Regimento Interno do TCU, art. 250, inc. II; e da Resolução TCU 315/2020, art. 4º e art. 7º, §3º, inc. I.

Achado 3: Limitação no aprimoramento dos modelos computacionais em decorrência da participação histórica de uma única instituição desenvolvedora de softwares

116. Desde o início da utilização de modelos computacionais de forma sistemática no planejamento operacional e precificação no Sistema Elétrico Brasileiro, os softwares são desenvolvidos e disponibilizados, sob código fechado, pelo Cepel. Essa situação limita as possibilidades de aprimoramentos dos modelos computacionais, pois concentra o desenvolvimento dos softwares em apenas uma instituição.

117. Os modelos computacionais são elementos centrais na sistemática do planejamento da operação, envolvendo a representação hidrológica (geração de cenários), o cálculo do CMO e dos despachos das usinas, bem como são instrumentos para subsidiar o planejamento da expansão. Dessa maneira, diante da relevância que eles têm no planejamento, na operação, na confiabilidade e no custo do SEB, o adequado funcionamento e aprimoramento dos modelos computacionais é de interesse público. Coerente a essa constatação, os aprimoramentos dos modelos são discutidos em ambiente público, organizado pela CPAMP/MME, porém os softwares são desenvolvidos essencialmente pelo Cepel, sob código fechado.

118. Em que pese os avanços técnicos promovidos pelo Cepel, sua participação exclusiva no desenvolvimento e nos aprimoramentos da cadeia principal de softwares pode trazer limitações

ao aprimoramento.

119. Até a Portaria MME 282/2019, o Cepel era membro da CPAMP, prestando assessoria técnica para a Comissão. Atualmente, conforme discussão no GT governança da CPAMP de 2020, que culminou com a Portaria MME 637/2021 e Resoluções CNPE 22 e 29/2021, o Cepel foi formalmente retirado da composição da CPAMP. O Regimento Interno da CPAMP foi alterado e passou a prever a participação de “instituições desenvolvedoras dos modelos oficiais”. Dessa forma, a CPAMP possibilitou uma abertura maior para o desenvolvimento e assessoramento técnico das soluções computacionais.

120. Entretanto, o Cepel continua sendo a única instituição desenvolvedora dos modelos oficiais da cadeia principal, figurando como a única instituição que oferece assessoria técnica na CPAMP (Relatório de GT Metodologia, página 6 - CP 128, com base no §3º, art. 3º da Portaria n. 637/GM/MME de 2022) para a implementação da metodologia proposta. Apesar da capacidade técnica do Cepel, é necessário avaliar a possibilidade de abertura para a participação mais ampla de outras instituições para assessoria técnica e desenvolvimento dos softwares, com potencial para inovações e aprimoramentos.

121. Apesar dos benefícios da estabilidade, uma relação de longa data entre as instituições responsáveis pelo planejamento e o Cepel criou ambiente de dependência, que dificulta a participação de outros desenvolvedores. O Cepel participa como auxiliar nos grupos técnicos, sendo contratado por órgãos como a CCEE e o ONS para implementação dos aprimoramentos dos modelos computacionais.

122. O Cepel detém propriedade intelectual quanto a softwares que implementam metodologias aprovadas na CPAMP, notadamente os softwares da cadeia principal (NEWAVE, DECOMP e DESSEM). Ressalta-se que o Cepel não detém propriedade intelectual sobre as metodologias, sendo meramente a implementadora (peça 18, p. 11 e peça 28, p. 3-5). Ou seja, em tese, é possível o desenvolvimento de softwares baseados nas mesmas metodologias aprovadas pelo CPAMP e homologadas pela Aneel por outras empresas. Considerando que o Cepel tem amplo domínio técnico e experiência no desenvolvimento dos softwares, e que também atua como consultora no processo de aprimoramentos, a empresa está numa posição de influenciar decisões técnicas de implementação das melhorias. Isso é evidenciado em relatórios da CPAMP, por exemplo na CP 128/2022 (relatório GT metodologia, p. 5, 14-15, 17, 21-22, 25).

123. Em outro contexto, o assunto da dependência de uma única empresa quanto ao domínio tecnológico já foi objeto de apontamento pelo TCU em outras situações. A fundamentação do Acórdão 235/2007-Plenário, de relatoria do Ministro-Substituto Marcos Bemquerer, indica prejuízos da dependência de uma única empresa na solução de informática.

124. Conforme resposta do MME durante a fase de execução da auditoria (peça 26), evidencia-se que o Ministério tem conhecimento da situação como um todo. De acordo com o Ministério, a questão da abertura do código fonte ou o licenciamento para que outros desenvolvedores contribuam na criação dos softwares é limitada por disposições contratuais e de propriedade intelectual do Cepel. O MME apontou também que as recentes alterações pela Portaria MME 637/2021 abrem a possibilidade de outras entidades desenvolvedoras (peça 28).

125. Tem-se, portanto, que uma única instituição é historicamente responsável pelo desenvolvimento e aprimoramento dos softwares, o que limita os incentivos à inovação. As recentes alterações promovidas indicam a possibilidade de participação de outras empresas.

126. As vantagens da contratação de uma única instituição, bem como a não abertura dos códigos-fonte, não estão devidamente fundamentadas. Não se identificaram estudos objetivos tratando das vantagens ou de justificativas de manutenção de uma única instituição desenvolvedora, nem sobre possibilidades técnicas e jurídicas da participação de outras

instituições, ou de abertura ou não de códigos.

127. Como já mencionado, o relatório preliminar da auditoria foi encaminhado para comentário dos gestores. Não foram apresentados comentários quanto ao presente achado e seu encaminhamento. Do exposto, propõe-se determinar ao MME que, em 360 dias, elabore e publique estudos técnicos sobre:

- a) vantagens e desvantagens da contratação exclusiva do Cepel como instituição desenvolvedora da cadeia principal de softwares de planejamento da operação (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) e assessoramento técnico;*
- b) viabilidade da contratação de outras instituições para desenvolvimento e aprimoramento da cadeia principal de softwares;*
- c) vantagens e desvantagens da manutenção do código fechado para a cadeia principal de softwares de planejamento da operação (NEWAVE, DECOMP e DESSEM); e*
- d) obstáculos para utilização de código aberto para a cadeia principal de softwares de planejamento da operação.*

128. Como critérios para a recomendação elencam-se: normas do TCU como o Regimento Interno do TCU, art. 250, inc. III; Resolução TCU 315/2020, art. 7º, §3º, inc. II. Menciona-se também a Portaria MME 637/2021 e Resoluções CNPE 22 e 29/2021 que atualizaram a composição da CPAMP. Subsidiariamente, mencionam-se os Acórdãos 235/2007 e 670/2008, ambos do Plenário, que tratam de situações quanto a dependência de um único fornecedor de solução de informática.

129. Espera-se como benefício da recomendação que os estudos a serem produzidos embasem futuras medidas do MME/CPAMP sobre a participação de uma ou mais entidades no desenvolvimento e aprimoramento dos softwares na cadeia principal de modelos, trazendo transparência, segurança e legitimidade nas decisões futuras sobre as contratações de desenvolvedoras ou abertura de código.

IV. PROCESSO DECISÓRIO PARA GERAÇÃO FORA DA ORDEM DO MÉRITO

130. Como o planejamento da operação eletroenergética envolve variáveis de difícil previsão, como o regime de chuvas, ventos e incidência solar, é esperada variação entre a otimização obtida com a utilização dos modelos e a operação real. No caso de um sistema renovável-térmico, caso a incidência das chuvas seja muito discrepante das séries históricas, podem ocorrer variações nos níveis de armazenamento de reservatórios hídricos que impactem a segurança da operação. Nesses casos, é provável a necessidade de realização de despachos fora da ordem do mérito para garantir a segurança energética.

131. O CMSE tem a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. Dentre suas competências, está a de decidir pela geração fora da ordem do mérito para garantir o suprimento energético (GFOM/GEN), medida extraordinária que autoriza um despacho não indicado pelos modelos computacionais, com o fim de resguardar a segurança energética, conforme prevê a Resolução CNPE 3/2013. Há de se esperar que tais medidas sejam respaldadas por fatores técnicos consistentes, já que os próprios modelos computacionais são desenvolvidos para considerar diversos aspectos elétricos e econômicos num horizonte de tempo predeterminado.

132. Quando da existência recorrente e intensa de GFOM/GEN sinaliza-se que alguns melhoramentos são necessários no planejamento, com o fim de diminuir o uso dessas medidas excepcionais. De toda forma, as causas para GFOM/GEN devem ser constantemente estudadas, especificadas e encaminhadas para aprimoramento do planejamento.

133. A GFOM/GEN resulta necessariamente de uma operação que não obedece aos resultados dos modelos computacionais. Se a aderência ao planejamento é relevante, então uma ordem para não cumprir deve ser acompanhada de motivações e encaminhamentos que tragam diagnósticos para que a situação não se repita.

134. O tema da GFOM/GEN é sensível para os consumidores e agentes do setor por introduzir consequências econômicas para preços e encargos. Nesse sentido, é dever da administração pública dar previsibilidade das ações e analisar as consequências da intervenção pública para verificar, entre outros, a razoabilidade do seu impacto econômico.

135. Os valores dos encargos decorrentes da decisão acerca da GFOM/GEN são bilionários, o que, por si só, justifica maior embasamento e transparência. Em 2021, durante crise hídrica, os encargos de serviços de sistema (ESS) relativos à GFOM/GEN atingiram R\$ 17,5 bilhões, sendo de R\$ 7,2 bilhões nos meses de outubro e novembro (peça 58).

136. O processo de decisão sobre a GFOM/GEN ocorre nas reuniões do CMSE, em que há a participação do MME, da Aneel, da Agência Nacional do Petróleo (ANP), da CCEE, da EPE e do ONS.

137. O rito para definição da GFOM/GEN se inicia com uma rodada de apresentações e discussões técnicas sobre os temas que serão tratados na reunião do CMSE. Após a deliberação pelo plenário do CMSE é publicado um resumo contendo eventuais deliberações (como o caso de autorização de GFOM/GEN). As decisões do CMSE são publicadas em atas de reunião com alguns anexos, porém as reuniões deliberativas do CMSE não são públicas.

138. Conforme tratado no achado seguinte, foram identificados alguns pontos passíveis de melhoria no processo referente à geração fora da ordem do mérito.

Achado 4: Falta de clareza e transparência das deliberações para geração fora da ordem do mérito

139. Existem pontos de melhoria relacionados à transparência das decisões que autorizam a GFOM/GEN no tocante à: motivação, formalidade, publicidade das reuniões deliberativas e sistemática de avaliação das decisões.

Publicidade da motivação

140. Quanto à motivação, há falhas no ciclo decisório relacionado à GFOM/GEN, na medida em que as motivações publicadas são sucintas e insuficientes para o controle social do tema. Os atos que envolvem o planejamento e a operação eletroenergética tem relevância econômica e devem ser precedidos de análises dos impactos das medidas. Ocorre que nem as atas nem os anexos das reuniões publicados, quando existentes, do CMSE abordam todas as questões relevantes para motivar as ações tomadas em relação à decisão por GFOM/GEN.

141. Como as reuniões do CMSE não são públicas, seria desejável que a ata e os respectivos anexos fossem mais detalhados e contivessem, no mínimo, a abordagem que contemple justificativas para a tomada de decisão, as premissas consideradas, as relações de causa e consequência previstas, incluídas os impactos financeiros estimados da intervenção.

142. A publicidade é um princípio constitucional (Constituição Federal, art. 37), também previsto na Lei 13.874/2019 (Lei de Liberdade Econômica), que contém princípios aplicáveis no caso de regulação atividade econômica. Também, a Lei de Acesso à Informação estipula como regra a gestão transparente da informação, propiciando amplo acesso e divulgação das informações. Destaca-se, ainda, o que consta no art. 50 da Lei 9.784/1999 que determina que os atos administrativos devem ser motivados com fatos e fundamentos jurídicos, além de ser explícitos, claros e congruentes, quando afetem direito ou interesses, ou imponham encargos.

143. Por exemplo, a 260ª reunião ordinária, de 12/1/2022 autorizou a geração fora da ordem do mérito, mas não foram publicados os argumentos que justificaram tal medida. Nem na ata nem nos anexos é detalhada a gravidade que demandou a autorização, nem os motivos que foram considerados para a alteração da deliberação vigente até então. A GFOM já estava autorizada, mas foram alterados os valores de MW médio autorizados, bem como o CVU despachável por GFOM sem serem publicados os estudos que apontaram estes valores, tampouco as consequências esperadas decorrentes dessa alteração. Consta apenas uma breve descrição das condições hídricas, energéticas e de restrições operativas do país, concluindo com uma autorização do CVU máximo e montante máximo de GFOM, sem que seja explicitado como as condições analisadas levaram aos números especificados (peça 54).

144. Em tese, há um critério que leva em consideração a Curva Referencial de Armazenamento (Cref), que aponta para a necessidade maior ou menor de se poupar águas nos reservatórios, mas não há uma indicação de como, a partir da Cref, é dimensionado o montante e CVU da GFOM/GEN. Essa situação traz prejuízo à transparência das decisões, e, portanto, prejudica a governança percebida das decisões do CMSE. Também importa indicar que uma motivação bem fundamentada ajuda na valorização de todo o processo de planejamento. A deficiência na publicação da motivação para a autorização de geração fora da ordem do mérito passa a mensagem de que o longo e custoso processo do planejamento operacional pode ser arbitrariamente sobrescrito, ainda que não seja o caso.

145. A equipe de auditoria solicitou os documentos utilizados nas reuniões do CMSE, constatando que houve a produção de diversas informações e estudos de cenários que embasaram a decisão final do CMSE (peças 29-30). No entanto, nem todos esses documentos são acessíveis à sociedade, sendo pública apenas a ata que resume a reunião e alguns dos documentos analisados. Sobre a metodologia aplicada para a definição da GFOM, entende-se que é uma boa prática a utilização de Curvas Referenciais de Armazenamento para indicar a necessidade e o tamanho da intervenção. No entanto, ainda não existe normativo ou nota técnica padronizada que apresente a metodologia de uso das Crefs como base para decisão de geração térmica fora da ordem de mérito pelo CMSE.

146. Também são publicados anexos às atas das reuniões, com o objetivo de fundamentar, esclarecer, aprofundar ou detalhar algum ponto abordado na reunião. Ocorre que, tanto a publicação das atas, como dos anexos se dá em período posterior ao da reunião, chegando a ocorrer a publicação mais de dois meses após a realização da reunião (caso da 245ª reunião ordinária, ocorrida em 1/3/2021, mas cuja ata foi publicada em 10/5/2021). Nas reuniões realizadas entre 2018 e 2022, a publicação das atas aconteceu, em média, 21 dias após a realização da respectiva reunião.

Formalidade na publicação

147. Quanto à forma dos atos administrativos, as decisões do CMSE que autorizam a GFOM/GEN e geram efeitos concretos e relevantes na operação do setor são externalizadas inicialmente em uma nota pública e posteriormente consta das atas de reunião, e eventuais anexos. A princípio, não há irregularidade na publicação em nota para imprensa ou das atas no sítio do MME. Esta sistemática ocorre conforme preveem os arts. 16 e 21, §2º, do Regimento Interno do CMSE.

148. No entanto, pode-se apontar deficiência na formalização das decisões do CMSE. Mesmo que amparadas no respectivo regimento interno, as deliberações do CMSE também devem ser publicadas no Diário Oficial da União. De acordo com o Decreto 9.215/2017, arts. 11 e 12 existe a previsão de publicação no Diário Oficial da União dos atos oficiais da administração pública federal e decisões de tribunais e de órgãos colegiados dos Poderes da União.

149. *Em nome da transparência e da rastreabilidade, é desejável que as autorizações de GFOM sejam formalizadas de uma maneira que permita maior controle e segurança jurídica, como por exemplo com a publicação no DOU e com numeração própria, da autorização do CMSE para a geração fora da ordem do mérito ou da comunicação contendo um extrato da ata, informando os pontos principais da autorização.*

Publicidade das reuniões deliberativas

150. *Quanto à publicidade das reuniões deliberativas, entende-se que reuniões de caráter deliberativo com efeitos normativos e regulatórios, ainda que considerando as devidas cautelas para não impactar o mercado de maneira desnecessária, devem ter como regra a transparência.*

151. *As reuniões do CMSE que, dentre outros assuntos, autorizam a realização de geração fora da ordem de mérito, não são públicas. O caráter reservado, de acordo com entrevistas realizadas, ocorre para que haja discussões francas e aprofundadas entre os integrantes do comitê, sem que sejam passados sinais indevidos aos agentes do setor, bem como para reduzir um risco de pressão externa sobre as decisões. A transparência da decisão é dada com a publicação da ata da reunião, a qual também pode conter deliberações.*

152. *De fato, há discussões e apresentações técnicas que tratam de estudos de cenários e discussões de alternativas de atuação, justificando o caráter mais reservado da reunião. Portanto, não são todas as reuniões que devem ser públicas. Porém, reuniões de caráter deliberativo com efeitos setoriais, ainda que considerando as devidas cautelas para não impactar o mercado de maneira desnecessária, devem ter como regra a transparência. Como mencionado anteriormente a publicidade é um princípio constitucional e há espaço para uma maior publicidade nas reuniões do CMSE.*

Sistemática de avaliação das decisões

153. *Quanto à sistemática de avaliação das decisões adotadas, observa-se oportunidade de melhoria, na medida em que não há avaliação formal periódica dos resultados da GFOM/GEN, das causas que a ensejaram e de considerações para aprimoramento dos modelos.*

154. *Dado o caráter excepcional da decisão pela GFOM/GEN, seria uma boa prática que fosse institucionalizada avaliações periódicas sobre as causas que ensejaram as medidas. A avaliação e um feedback ao fórum competente para discutir a metodologia da operação (a CPAMP) visando o aprimoramento dos modelos é também necessário. A ausência dessa interação formal é mitigada pelo fato de que praticamente os mesmos órgãos e instituições compõem tanto a CPAMP como o CMSE. No entanto, embora sejam os mesmos órgãos e instituições, não necessariamente são os mesmos representantes que compõem os fóruns distintos.*

155. *Outra abordagem no que concerne à avaliação das decisões se refere ao acompanhamento dos resultados esperados e alcançados com a medida. Visando proporcionar maior publicidade e controle social seria interessante que, ao se autorizar a GFOM, fossem publicados os estudos que as embasaram, bem como os resultados e custos esperados (por exemplo, manutenção de determinado nível nos reservatórios a um determinado custo), além da eventual desvantagem/custo de soluções alternativas.*

156. *Nesse sentido, é importante que sejam avaliados periodicamente o impacto de custos e a confiabilidade ganha, ou seja, qual a diferença esperada de custos e a confiabilidade em relação à operação programada pelo planejamento, como uma forma de accountability do CMSE.*

Conclusão do achado

157. *Em seu comentário o MME trouxe alguns elementos que foram considerados no texto do achado e que resultaram em alterações nas propostas da equipe quando comparados com o*

relatório preliminar, em especial quanto à publicidade das deliberações. No entanto, a equipe considerou que os elementos trazidos não são suficientes para afastar a elaboração de propostas visando aprimorar a atuação no tocante às decisões para GFOM.

158. Considerando as dimensões da publicidade, motivação, formalidade, publicidade das reuniões deliberativas e sistemática de avaliação das decisões, propõe-se: determinar ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) que, em um prazo de até 180 dias, elabore um plano de ação para regulamentar procedimentos relativos à transparência das deliberações relacionadas à geração fora da ordem do mérito (GFOM/GEN), em especial no tocante à:

- a) publicação de elementos mínimos necessários para motivação das autorizações para GFOM/GEN;
- b) estabelecimento de forma de publicação e os respectivos prazos para publicação das decisões que autorizam a geração fora da ordem do mérito por motivos de segurança energética, conjuntamente com as motivações mais claras da decisão;
- c) diretrizes relativas à publicização das reuniões e/ou de documentos que embasaram as deliberações; e
- d) requisitos necessários e periodicidade para a sistemática de avaliação dos resultados da GFOM.

159. *Como critérios para a determinação elencam-se a Constituição Federal, art. 37, caput e §1º com o princípio da publicidade; a Lei 9.784/1999, arts. 2º e 50, que dispõe sobre processo administrativo na administração pública federal, em especial sobre os princípios da motivação e divulgação aplicáveis aos atos administrativos; a Lei 12.527/2011 (Lei de Acesso à Informação), que coloca a publicidade como preceito geral e o sigilo como exceção, além de destacar o controle social da administração pública; a Lei 13.874/2019 (Lei de Liberdade Econômica) que impõe deveres à administração pública incluindo a realização de análise de impacto regulatório em caso de edição de atos normativos de interesse geral de agentes econômicos ou de usuários dos serviços prestados; além do Regimento Interno do TCU, art. 250 II; e da Resolução TCU 315/2020, art. 4º e art. 7º, §3º, I.*

160. *Assim espera-se como benefícios a maior transparência e compreensão das decisões tomadas, possibilitando maior previsibilidade, segurança jurídica e controle social.*

V. OTIMIZAÇÃO DA OPERAÇÃO E PERSPECTIVAS FUTURAS PARA O PLANEJAMENTO E OPERAÇÃO ELETROENERGÉTICA

161. *A questão de auditoria “O planejamento da operação garante a otimização da operação e segurança de suprimento do sistema?” não pôde ser objetivamente respondida, uma vez que há carência de indicadores claros e abrangentes para a otimização do sistema, conforme constante nos achados anteriores. Em teoria, a utilização dos modelos computacionais com o objetivo global de otimização e atendendo às restrições modeladas é suficiente para garantir a otimização. No entanto, a emissão de opinião objetiva a respeito é prejudicada considerando a ausência de avaliações oficiais quanto ao assunto, de indicadores e metas relacionados à otimização da operação e de análises da aderência entre o planejado e o realizado, tal como apontado ao longo deste relatório.*

162. *A característica de um sistema de potência de grande porte contribui para que essas respostas não sejam obtidas diretamente. Diversos processos são estocásticos e uma avaliação da operação deve incorporar essa característica, o que, por sua, vez dificulta a criação de indicadores e de avaliações simples. Por outro lado, isso não é um impeditivo para se adotar uma estratégia que vise alguma forma de avaliação geral.*

163. *Acrescenta-se à complexidade já existente o contexto das mudanças climáticas e da*

transição energética, que trazem novos desafios para a operação. O Governo Federal tem elaborado estudos quanto ao assunto.

164. Em caráter educativo (www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/clima-e-energia), a EPE resumiu o assunto indicando que, além de combater o desmatamento e as queimadas, são necessárias tecnologias para minimizar as emissões de gases do efeito estufa (GEE), inclusive pela substituição dos combustíveis fósseis por outras fontes energéticas. Um dos grandes desafios é o fato de nossa sociedade ser muito dependente de energia.

165. Demandam-se formas alternativas de energia e mudanças em hábitos culturais e de consumo. O consumidor precisa utilizar a energia levando em conta os impactos ambientais envolvidos desde a geração da energia, utilizando-a de forma consciente e eficiente.

166. No mundo, há reflexões e iniciativas em direção a uma transição energética, acarretando alterações na base tecnológica, nos padrões de consumo e nas relações socioeconômicas e ambientais. Espera-se que se diminua o uso de fontes não renováveis ou emissoras de gases de efeito estufa, especialmente as fontes carvão, óleo combustível e óleo diesel na geração de eletricidade e aumente o uso das fontes renováveis e não emissoras ou relativamente neutras, como eólica, solar, bioenergia (biocombustíveis líquidos e termelétricas à biomassa e resíduos), hidráulica e nuclear.

167. A transição energética envolve mudanças na geopolítica global da energia, colocando desafios e oportunidades para os diferentes países do mundo. A transição pode ser caracterizada pela Descarbonização, Descentralização e Digitalização (3 Ds). A Descarbonização trata de redução nas emissões de carbono, a Descentralização envolve a geração de energia próxima ao consumidor e a Digitalização significa transformação digital, tanto de documentos, quanto de atividades e serviços. De forma mais contemporânea, também precisa ser dada atenção à Democratização e ao Desenho de Mercado no contexto da transição energética. A Democratização está relacionada com o acesso amplo e módico a energia e com a redução das desigualdades regionais e sociais. Já o Desenho de Mercado está relacionado com a estrutura de mercado que será utilizada para alcançar os outros objetivos.

168. Esse conjunto de situações traz novos desafios para o setor como um todo e para o planejamento da operação em específico.

Achado 5: Carência de soluções técnicas para os desafios esperados com a transição energética e as mudanças climáticas

169. Tanto no planejamento da operação, como nos aprimoramentos dos softwares de otimização energética, não há solução pronta para desafios impostos por mudanças esperadas com a transição energética, tais como alterações na matriz elétrica, mudanças no padrão de consumo, maior incorporação de recursos energéticos distribuídos, além de efeitos decorrentes das mudanças climáticas e de conflitos sobre uso múltiplo da água.

170. De certa forma, as principais instituições públicas envolvidas estão cientes dos desafios e há estudos buscando soluções para algumas dessas questões. Porém, ainda não há soluções concretas estabelecidas. Em geral, as questões são de elevada complexidade e de difícil encaminhamento.

171. Vários desses desafios são mencionados em documentos do setor. Por exemplo, o Plano Nacional de Energia – 2050 (PNE 2050; www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050) indica uma série de desafios para o tomador de decisão no setor de energia, envolvendo, entre outros: desenho de mercado e arcabouço regulatório e institucional atuais não potencializam a transição energética; incertezas crescentes sobre as condicionantes de evolução do setor; multiplicidade de dimensões

da transição energética; incertezas sobre o efeito de mudanças climáticas na oferta de energia; garantia da segurança do abastecimento em eventos extremos relacionados às mudanças climáticas; nova realidade de operação dos sistemas de distribuição; compreensão dos efeitos das mudanças de comportamento do consumidor na rede de distribuição de energia elétrica e implicações para o desenho regulatório ótimo; vulnerabilidade da geração hidrelétrica por efeito das mudanças climáticas; previsão de geração eólica para fins de operação do sistema elétrico; matriz com grande percentual de geração variável não controlável; e desenvolvimento de novas ferramentas, tecnologia e modelos de negócios para previsão da geração solar e gestão da operação do sistema elétrico.

172. *Entre as medidas recomendadas no PNE 2050 quanto aos desafios para o tomador de decisão no setor, destaca-se (Sumário Executivo do PNE 2050, p. 41):*

Aprimorar e ampliar a base de informação, ferramentas computacionais e metodologias

A melhoria dos produtos e serviços climáticos é essencial para aprimorar a abordagem das mudanças climáticas no planejamento. Enquanto os modelos têm evoluído rapidamente, o levantamento de dados mais desagregados ainda é deficiente, tanto pela insuficiência quanto pela precisão. Por fim, a ampliação de base de informação está relacionada com perspectiva do big data, automação e maior digitalização, permitindo coletar informação em tempo real. As pesquisas sobre adaptação não estão no mesmo estágio de maturidade daquelas que lidam com a questão da mitigação. Apesar da evolução, a previsão climática de longo prazo por meio de modelos matemáticos ainda apresenta muitas incertezas, limitando muitas vezes o uso dos seus resultados em processos decisórios importantes. Adicionalmente, estudos preditivos do clima tendem a concordar com um aumento na frequência de eventos extremos, o que também pode afetar a infraestrutura energética existente e planejada. Dessa forma, é necessário articular com institutos e agentes responsáveis pela previsão climática para aprimorar a abordagem dos seus desdobramentos sobre o planejamento e operação do setor. Para melhorar a avaliação dos riscos oriundos das mudanças climáticas no setor, recomenda-se também construir conhecimento sobre os serviços ecossistêmicos associados aos empreendimentos e desenvolver ferramentas e métodos adequados para o cálculo dos valores de dependência, impactos e externalidades desses serviços, visando auxiliar na compreensão do impacto aos recursos e, conseqüentemente, diminuindo a vulnerabilidade de empreendimentos atuais e futuros.

173. *A seguir transcreve-se trecho específico quanto aos impactos pelo aumento de recursos energéticos distribuídos (REDs) (Sumário Executivo do PNE 2050, p. 48 e 52):*

Definir a granularidade das informações entre distribuidoras, prossumidores e demais agentes

Com o aumento da descentralização dos recursos energéticos haverá uma necessidade crescente de troca de informações em tempo real entre os agentes para que seja possível orientar, através de sinais de preços, a utilização destes recursos de forma a maximizar os benefícios sistêmicos. Entretanto, no estágio atual de desenvolvimento do mercado, deve-se reconhecer que há um trade-off entre custos para a obtenção das informações desses agentes pulverizados e o nível de granularidade das informações trocadas entre os agentes. O surgimento de agentes agregadores poderá auxiliar nos desafios relacionados à granularidade das informações. De toda forma é desejável estabelecer um roadmap com expectativas sobre troca de informações em tempo real e o nível de granularidade necessárias para cada fase do desenho de mercado que se deseja obter, para ajudar os participantes a se prepararem para essas novas etapas.

(...)

Aperfeiçoar modelos de previsão da curva de carga de energia elétrica

A maior participação de prossumidores com geração fotovoltaica no sistema insere maior variabilidade na geração de eletricidade e agrega maior incerteza ao perfil de carga diária, reduzindo a demanda no meio do dia e acentuando a rampa de carga no final do dia. Nesse sentido, faz-se necessário investir em modelos de previsão do perfil da curva de carga diária de energia elétrica, que incorporem as incertezas associadas a mudanças de comportamento de longo prazo dos consumidores.

Aprimorar a governança institucional sobre iniciativas do governo com efeitos sobre comportamento do consumidor de energia

Dada a multiplicidade de atores governamentais, dentro de sua esfera de atuação, com competência para formular e implementar iniciativas que afetam o comportamento do consumidor de energia, é necessário aprimorar a governança institucional para melhor coordenação e comunicação entre os diferentes atores, com vistas a otimizar as ações do governo para lidar com mudanças no comportamento do consumidor de energia, abarcando as dimensões do planejamento, regulação e operação do sistema.

174. *Quanto às consequências das mudanças climáticas nas hidroelétricas (Sumário Executivo do PNE 2050, p. 81):*

Vulnerabilidade da geração hidrelétrica por efeito das mudanças climáticas

Outro foco de discussão, pela grande incerteza que traz ao planejamento da expansão hidrelétrica, é a influência das mudanças climáticas nos regimes hidrológicos e a vulnerabilidade do sistema frente às possíveis alterações de vazões. A variabilidade das vazões naturais é indutora de impacto sobre a geração de energia, principalmente hidrelétrica. Estudos disponíveis até o momento apontam possível redução na precipitação de algumas regiões o que pode trazer efeitos negativos para a geração do parque instalado e para a viabilidade econômica de usinas futuras.

Tendo em vista a importância das hidrelétricas no sistema elétrico brasileiro, é evidente a necessidade de se aprofundar nas ameaças que atuam sobre as usinas e suas vulnerabilidades individuais e sistêmicas. Ressalta-se a importância de se considerar medidas de adaptação da operação e do planejamento de forma a construir um portfólio de geração resiliente às alterações climáticas, como, por exemplo, com a ampliação da capacidade de armazenamento das hidrelétricas.

175. *Quanto aos desafios relacionados aos usos múltiplos da água (Sumário Executivo do PNE 2050, p. 95 e 96):*

Aumentar a articulação entre o setor elétrico e as instituições ligadas à questão hídrica

Os reservatórios das hidrelétricas, especialmente aqueles com capacidade de regularização de vazões, podem favorecer os usos múltiplos da água, sobretudo ao ampliar a oferta do recurso hídrico em regiões com déficit. Esse benefício é observado em alguns reservatórios existentes e poderá ocorrer em projetos futuros.

Sob essa perspectiva é necessário avançar nas avaliações sobre a evolução das demandas desses outros usos da água e nas formas de incorporá-las nos processos de planejamento do setor elétrico, identificando, de maneira objetiva, os custos e benefícios de cada um dos setores, tanto para as hidrelétricas existentes, quanto para a expansão. É necessário ter visão clara acerca das perdas energéticas resultantes das retiradas de restrições impostas

e dos responsáveis por arcar com os custos de implantação e operação das diversas estruturas, como, por exemplo, eclusas para a transposição de embarcações.

Nesse sentido, é fundamental promover a articulação com a ANA, órgãos gestores de recursos hídricos estaduais e demais instituições ligadas à questão hídrica, de modo a propiciar a integração entre as políticas públicas dos diversos setores, com foco na melhor utilização da água.

176. Quanto à geração eólica (Sumário Executivo do PNE 2050, p. 101 e 105):

Desafios Principais: Preparar-se para uma matriz com grande percentual de geração variável e menor capacidade de controle

O mundo no século XXI terá que lidar com a grande penetração de fontes solar e eólica, que introduzem maior variabilidade e menor previsibilidade na geração elétrica de curto prazo. O Brasil também terá que superar esse desafio, otimizando a operação da sua matriz existente (predominantemente hidrelétrica), com novos investimentos necessários para garantir a adequabilidade de suprimento, assegurada a devida neutralidade tecnológica na expansão requerida.

(...)

Recomendações

Aprimorar a previsão de geração eólica para fins de operação do sistema elétrico pelo ONS

A crescente participação da geração eólica na matriz elétrica brasileira demanda o aprimoramento da previsão de geração eólica, em virtude da variabilidade e não despachabilidade intrínseca da fonte. A previsão de geração é um ponto crucial para sua maior integração no Sistema Interligado Nacional (SIN). Há um esforço no estudo e aprimoramento de modelos de previsão de curto prazo (dia seguinte) da geração eólica, pois quanto mais precisa tal previsão, menor vai ser a necessidade de reserva do sistema para acomodar a variabilidade intrínseca da fonte. Nesse sentido, cada vez mais será necessário conhecimento do clima e integração entre equipes de meteorologistas e equipes responsáveis pela operação do sistema elétrico.

177. Quanto à energia solar (Sumário Executivo do PNE 2050, p. 111 e 114):

Preparar-se para uma matriz com grande percentual de geração variável não controlável

O mundo no século XXI terá que lidar com a grande penetração de fontes solar fotovoltaica e eólica, que introduzem maior variabilidade e menor previsibilidade na geração elétrica de curto prazo. O Brasil também terá que superar esse desafio, otimizando a operação da sua matriz existente (predominantemente hidrelétrica), com novos investimentos necessários para garantir a adequabilidade de suprimento, assegurada a devida neutralidade tecnológica na expansão requerida.

Adicionalmente, o aumento da participação da geração não-controlável na matriz elétrica brasileira, traz cada vez mais a necessidade da adequação dos modelos de simulação setoriais, concebidos inicialmente para um sistema puramente hidrotérmico e que hoje não representam adequadamente as incertezas relativas as outras fontes. Fontes como a solar atualmente são representadas de forma determinística. Logo, aprimoramentos nos modelos de precificação da energia elétrica, planejamento e operação do sistema elétrico são necessários para representar as características e incertezas inerentes a cada fonte primária, trazendo maior segurança operativa e previsibilidade no curto e médio prazo.

(...)

Recomendações:

Desenvolver novas ferramentas, tecnologia e modelos de negócios para previsão da geração solar e gestão da operação do sistema elétrico

A perspectiva de aumento significativo da participação da geração não-controlável na matriz elétrica brasileira, como a solar e eólica, torna a previsão de geração dessas fontes um elemento central na sua integração ao SIN. Assim, como no caso da fonte eólica, tem havido um esforço no estudo e aprimoramento de modelos de previsão de curto prazo (dia seguinte) da geração dessas fontes, no sentido de otimizar os recursos do sistema e trabalhar com menores quantidades de reservas operativas.

178. *Verifica-se, portanto, que o assunto é objeto de preocupação sob várias dimensões no âmbito do PNE 2050.*

179. *O assunto foi também discutido recentemente na Consulta Pública 128 (CP 128) da CPAMP, que tratou da priorização de temas para o próximo ciclo da CPAMP (disponível no site do MME – na aba consultas públicas). Sobre as mudanças na matriz energética, destaca-se a expansão da geração renovável intermitente, principalmente da fonte eólica e solar. Na ocasião, esse foi um dos assuntos priorizados, dado a relevância e a possibilidade técnica de uma melhor representação das fontes pelos modelos, sendo atualmente tratada em modelos independentes e utilizados como um redutor da carga a ser atendida, podendo levar a distorções significativas na medida em que a expansão dessas fontes continue. Merece destaque também o crescente interesse e investimentos em plantas de hidrogênio verde, que utilizam energia renovável para a produção de hidrogênio. A demanda gerada por essas plantas é potencialmente alta, o que representa um desafio. Entretanto, dado que essas plantas convertem e estocam a energia na forma de hidrogênio, ela também representa uma possibilidade de flexibilização da produção energética.*

180. *Quanto a mudanças no comportamento de consumo, aponta-se que a maior digitalização do setor, juntamente com a maior penetração de geração distribuída e expansão de novas tecnologias (como os veículos elétricos), promoverão mudanças de consumo que serão relevantes para fins de planejamento, introduzindo dificuldades técnicas adicionais.*

181. *Atualmente, não há tratamento nos modelos computacionais que permitam uma gestão da carga de maneira ampla. Com a disseminação de dispositivos inteligentes, torna-se possível que o operador do sistema possa ter algum controle sobre a carga, possibilitando uma alocação mais eficiente dos recursos elétricos. Entretanto, isso só é realizado em situações excepcionais e não de maneira automática. Nesse contexto, menciona-se o recente Programa de Resposta da Demanda e da Redução Voluntária da Demanda ocorridos durante a crise hídrica. No entanto, os prazos para a implementação desses programas não permitiam uma atuação em tempo real do operador.*

182. *Além disso, o Plano Decenal de Expansão 2031 indica que a devida representação da carga líquida futura é importante para a alocação mais adequada de recursos. O PDE 2031 também aponta a necessidade de uma modelagem que contemple as mudanças climáticas para a previsão de afluências, mas não as incorpora nas análises. Atualmente, os modelos limitam-se apenas a considerara as piores perspectivas hidrológicas, aplicando, por exemplo, um histórico reduzido para o estudo de geração de cenários hidrológicos (PDE 2031, p. 68).*

183. *O uso múltiplo da água é um fator cada vez mais preocupante na medida em que a flexibilidade operativa do sistema diminui. Como o Brasil possui uma grande participação de hidrelétricas, o uso múltiplo da água tem efeitos relevantes no planejamento operacional do*

setor. Por exemplo, na crise hídrica de 2021, o uso múltiplo da água das UHEs Porto Primavera e Jupia causou discussões específicas quanto ao planejamento operacional e demandou a atuação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) para flexibilizar a vazão mínima dessas usinas. De maneira similar a determinação da vazão na volta grande do Xingu no contexto do licenciamento ambiental é uma questão que afeta a geração da UHE Belo Monte. O PDE 2031, nesse sentido, apesar de considerar a importância desse tema, limitou-se a apontar a necessidade de aprimoramento desse tópico (PDE 2031, p. 302).

184. As mudanças climáticas podem alterar a disponibilidade energética das fontes de energia renovável, tais como a geração hídrica e eólica. Acrescentam-se os desafios relacionados à transição energética (descarbonização, descentralização, digitalização, democratização e desenho de mercado). Há grandes desafios associados a essa questão para o planejamento operacional, e no caso brasileiro, demandam mais capacidade de escoamento, uma vez que boa maior parte da produção eólica e solar se encontram no Nordeste e o mercado consumidor no Sudeste.

185. Em geral, os órgãos e entidades estão cientes dos desafios e potenciais riscos, e há estudos e encaminhamentos para o desenvolvimento de soluções para algumas dessas questões, mas há carência de soluções técnicas para lidar com essas questões. Apesar de haver mapeamentos pontuais, não há um plano de ação para que os assuntos sejam tratados com mais assertividade. São necessários estudos focados para avaliar consequências e estruturar ações para lidar com os problemas possivelmente inevitáveis.

186. Quando do recebimento do relatório preliminar da auditoria, o MME solicitou posicionamento da EPE a respeito do assunto. Na manifestação o MME e a EPE encaminharam diversos estudos elaborados sobre o tema, alguns já utilizados em planos e com ações desdobradas e com painéis de acompanhamento do andamento de implementação. A elaboração desses estudos é necessária e deve ocorrer de forma coordenada e estruturada, seguindo um plano articulado, incluindo ações, prazos, responsáveis, risco e fatores para adaptar a operação, e sua segurança, aos efeitos da transição energética e das mudanças climáticas e minimizar os impactos no custo de operação. Diante das incertezas envolvidas na temática e do nível de inovação que pode advir, submeter esse plano à consulta pública certamente colaboraria para mapear e otimizar as ações a serem desenvolvidas de forma encadeada.

187. Do exposto, propõe-se recomendar que o MME coordene a elaboração de estudos circunstanciados sobre as consequências esperadas no planejamento e na operação eletroenergética, bem como as estratégias para adaptação, em decorrência da transição energética e das mudanças climáticas, com a elaboração de um plano de ação para estruturar ações concretas visando minimizar os impactos na segurança e no custo de operação.

188. Como critérios para a recomendação elencam-se: a Lei 10.848/2004, art. 1º, §4º, I, que trata da otimização do uso dos recursos eletroenergéticos; e Lei 9.478/1997, art. 1º, inc. VII, que trata da identificação de soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País; além do Regimento Interno do TCU, art. 250 III; e da Resolução TCU 315/2020, arts. 11 e 12.

189. Como benefício da recomendação espera-se que estes estudos sirvam para embasar as decisões concernentes a operação que serão tomadas no médio e longo prazo visando mitigar ou contornar os efeitos esperados da transição energética e mudanças climáticas.

VI. CONCLUSÃO

190. O planejamento da operação do setor elétrico brasileiro é uma atividade essencial para assegurar o fornecimento de energia, buscando otimizar o custo global em determinado horizonte de tempo. Diante da complexidade da operacionalização do sistema elétrico, e

considerando que a decisão atual afeta as condições operativas futuras, toda a decisão operacional deve estar pautada na análise dos diversos parâmetros e incertezas futuras e nas condições presentes que afetam o setor. Refletindo essa complexidade, o processo de planejamento conta com diversos processos estruturados para dar encaminhamento a essa atividade, sendo regulado por vasto conjunto de normativos e procedimentos para o planejamento e operação eletroenergética do SIN.

191. Diante do objetivo da auditoria de avaliar a sistemática de planejamento da operação do Setor Elétrico Brasileiro, foram formuladas quatro questões de auditoria, envolvendo a governança do processo de planejamento e operação, os modelos matemáticos e computacionais, o processo decisório referente à GFOM e a otimização da operação de segurança de suprimento. Foram identificados cinco achados de auditoria.

192. O Achado 1 tratou da carência de indicadores e metas relacionados aos objetivos da operação e à aderência entre o planejamento e a efetiva operação. Entre os inúmeros procedimentos, normativos e relatórios, percebeu-se a falta de uma avaliação clara e objetiva do atingimento dos objetivos do planejamento da operação: a segurança do suprimento com otimização do custo global. Há indicadores esparsos que sinalizam alguns aspectos desse objetivo, mas há carência de indicadores que mensurem, de forma mais direta, se o planejamento da operação está trazendo resultados esperados ou não.

193. Há complexidade em se determinar parâmetros concretos em que se mensure o grau de otimização do sistema, pois, pela natureza estocástica da operação, variações entre o modelo e a realidade ocorrerão. No entanto, a situação encontrada foi a de que a avaliação da operação quanto ao atingimento dos objetivos é insatisfatória. Isto prejudica tanto a operação, que fica sem critérios para avaliar sua atuação, como a atividade de aprimoramento dos modelos computacionais, que não tem um retrato sistêmico para priorizar sua atuação.

194. Nesse contexto, destaca-se também a carência de indicadores relacionados à aderência da operação em tempo real com o planejamento. Ainda que não seja trivial delinear metas concretas para o planejamento, a aderência do planejamento à operação real deve ser um pressuposto. Se não houver aderência, perde-se a eficácia do processo de planejamento. Ademais, deficiências no monitoramento de indicadores de aderência dificulta a avaliação da performance do planejamento. Ter aderência é uma aproximação possível da qualidade do processo de planejamento.

195. Também foram constatados alguns pontos de melhoria para o processo de aprimoramento metodológico da operação, tais como simplificações do modelo, dados de entrada históricos que não representam mais a realidade, entre outras. Foi constatado que tais problemáticas estão mapeadas no âmbito das instituições responsáveis, ainda que não existam soluções definidas.

196. O Achado 2 tratou da ausência de auditorias periódicas de sistemas e de procedimentos técnicos utilizados no planejamento operacional. Em que pese a existência de normativos a respeito, identificou-se problemas quanto a procedimentos relacionados à confiabilidade e integridade dos sistemas operacionais; à qualidade e atualidade técnica das metodologias, dos modelos computacionais, dos sistemas e dos processos; e a verificação do atendimento à ordem de programação de despacho de geração.

197. O Achado 3 abordou limitações no aprimoramento dos modelos computacionais em decorrência da participação histórica de uma única instituição desenvolvedora da cadeia de softwares utilizados no planejamento da operação. A atuação isolada do Cepel na assessoria técnica e desenvolvimento de sistemas é o cerne deste apontamento. Entende-se que a metodologia proposta para o modelo computacional é pública e que não há obrigação legal para que o Cepel seja a única provedora de assessoria técnica e de desenvolvimento,

principalmente depois das alterações na governança da CPAMP. O fato de apenas o Cepel, historicamente, na prática, guiar o andamento dos aprimoramentos, estipulando prazos e viabilidades técnicas, é uma fragilidade e não favorece a inovação.

198. O Achado 4 tratou da falta de clareza e transparência das deliberações para geração fora da ordem do mérito. No tocante à GFOM/GEN, o ato de permitir uma adoção de despachos que contrariem a ordem de mérito determinada pelos modelos encontra respaldo legal, mas foram identificadas algumas fragilidades principalmente sobre a transparência das decisões. Como se sabe, não há modelo perfeito e, em situações extremas, é prudente uma ação de precaução que evite problemas de abastecimento, mas o aspecto excepcional da medida não pode ser relativizado.

199. Por conta da gravidade de efeitos (tanto do custo direto dos encargos como das distorções decorrentes da sua aplicação) e excepcionalidade da GFOM/GEN, também se entende que a motivação deve ser mais clara. As notas expedidas pelo CMSE nas ocasiões em que a GFOM/GEN é autorizada são breves e não contemplam elementos necessários, tais como as premissas e cálculos realizados para justificar o montante e patamar de CVUs autorizados, prejudicando que haja um controle social e verificação das premissas e resultados que serão alcançados.

200. Ainda que, conforme documentos obtidos na auditoria, exista uma análise de cenários para justificar a adoção da GFOM/GEN, estes documentos não são públicos. Tampouco a metodologia utilizada é totalmente pública, envolvendo também subjetividade na decisão. A subjetividade por si só não é um problema, mas a falta de clareza nas premissas e considerações é. Assim, uma decisão com efeitos bilionários não é publicizada de forma a permitir que todos interessados entendam o porquê da decisão extraordinária.

201. Por fim, no Achado 5 discorreu-se sobre a carência de soluções técnicas para os desafios esperados com a transição energética e as mudanças climáticas. Há diversas questões que são consideradas incertas quanto ao seu impacto no setor, mas com consequências potencialmente profundas, que merecem a devida atenção para o planejamento da operação ao se olhar para o curto, médio e longo prazo. As mudanças climáticas, conflitos de uso múltiplo da água e geração distribuída são alguns dos temas que podem trazer grandes mudanças na dinâmica operacional. Pela análise dos documentos de planejamento operacional e de expansão, percebe-se que há uma preocupação sobre tais questões. Apesar de não haver providências específicas, os assuntos são de alta relevância, e espera-se que haja uma produção de estudos ativa dos gestores para antever as consequências e estratégias de adaptação relacionadas a essas questões no planejamento operacional.

202. Com base nos achados descritos, buscando a melhoria do processo como um todo, são propostas determinações e recomendações ao CMSE, ao MME e à Aneel.

VII. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

203. Sugere-se a remessa dos autos ao Gabinete do Exmo. Ministro-Relator Benjamin Zymler, com as seguintes propostas de encaminhamento, com fundamento nos arts. 71, inc. IV, da Constituição Federal, nos arts. 1º, inc. II, e 43, inc. I, da Lei 8.443/1992, c/c o art. 250, inc. II e III, do Regimento Interno/TCU:

204. Determinar à Aneel, com fundamento no art. 7º, §3º, inc. I, da Resolução-TCU 315, de 2020 que, no prazo de 180 dias:

i) **elabore um plano de ação para regulamentar a utilização de indicadores e metas relacionados com os objetivos do planejamento da operação eletroenergética do SEB, incluindo aspectos de otimização dos custos da operação e a aderência entre o planejamento e a**

efetiva operação, com fundamento na Lei 10.848/2004, art. 1º, §4º, no Decreto 2.335/1997, Anexo I, arts. 2º, 3º e 4º, inc. VII, e no Decreto 5.081/2004, arts. 1º e 3º (referente ao Achado 1: Carência de indicadores e metas relacionados aos objetivos da operação e à aderência entre o planejamento e a efetiva operação);

ii) **elabore um plano de ação para regulamentar a realização de auditorias dos sistemas e dos procedimentos técnicos do ONS** estabelecidas no art. 9º, inc. I, II e III, do Decreto 5.081/2004, com fundamento na Lei 9.648/1998, art. 13 (referente ao Achado 2: Ausência de auditorias periódicas nos sistemas computacionais e nos procedimentos técnicos do planejamento operacional);

205. Determinar ao MME, com fundamento no art. 7, §3º, inc. II, da Resolução-TCU 315, de 2020, na Constituição Federal, art. 37, caput, na Lei 9.784/1999, art. 2º, parágrafo único, inc. V, VI, VII, e no Decreto 11.350/2023, Anexo I, art. 1º, inc., I, II, IV, V, VIII, IX, XI e XIII, que, no prazo de 360 dias, **elabore e publique estudos** sobre (referente ao Achado 3: Limitação no aprimoramento dos modelos computacionais em decorrência da participação histórica de uma única instituição desenvolvedora de softwares):

- a) vantagens e desvantagens da contratação exclusiva do Cepel como instituição desenvolvedora da cadeia principal de softwares de planejamento da operação (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) e assessoramento técnico;
- b) viabilidade da contratação de outras instituições para desenvolvimento e aprimoramento da cadeia principal de softwares;
- c) vantagens e desvantagens da manutenção do código fechado para a cadeia principal de softwares de planejamento da operação (NEWAVE, DECOMP e DESSEM); e
- d) obstáculos para utilização de código aberto para a cadeia principal de softwares de planejamento da operação.

206. Determinar ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com fundamento no art. 7º, §3º, inc. I, da Resolução-TCU 315, de 2020, na Constituição Federal, art. 37, caput e §1º, na Lei 9.784/1999, arts. 2º e 50, na Lei 12.527/2011 (Lei de Acesso à Informação), e na Lei 13.874/2019 (Lei de liberdade econômica), que, no prazo de 180 dias, **elabore um plano de ação para regulamentar procedimentos relativos à transparência das deliberações relacionadas à geração fora da ordem do mérito (GFOM/GEN)**, em especial no tocante à (referente ao Achado 4: Falta de clareza e transparência das deliberações para geração fora da ordem do mérito):

- a) publicação de elementos mínimos necessários para motivação das autorizações para geração fora da ordem do mérito por motivos de segurança energética;
- b) estabelecimento de forma de publicação e os respectivos prazos para publicação das decisões que autorizam a geração fora da ordem do mérito por motivos de segurança energética;
- c) diretrizes relativas à publicização das reuniões e/ou de documentos que embasaram as deliberações; e
- d) requisitos necessários e periodicidade para a sistemática de avaliação dos resultados da GFOM.

207. *Recomendar ao MME, com fundamento no art. 11, §2º, inc. V, da Resolução-TCU 315, de 2020, que coordene a elaboração de estudos circunstanciados sobre as consequências esperadas no planejamento e na operação eletroenergética, bem como as estratégias para adaptação, em decorrência da transição energética e mudanças climáticas, com a elaboração de um plano de ação para estruturar ações concretas visando minimizar os impactos na segurança e custo de operação, considerando a Lei 10.848/2004, art. 1º, §4º, inc. I, a Lei 9.478/1997, art. 1º, inc. VII, e o Decreto 11.350/2023, Anexo I, art. 1º, inc. I, II, IV, V, VIII, IX, XI, XIII (referente ao Achado 5: Carência de soluções técnicas para os desafios esperados com a transição energética e as mudanças climáticas).*

208. *Nos termos do art. 8º da Resolução-TCU 315, de 2020, fazer constar, na ata da sessão em que estes autos forem apreciados, comunicação do relator ao colegiado no sentido de monitorar todas as recomendações que vierem a ser expedidas.”*

É o relatório.

VOTO

Trata-se de relatório de auditoria com o objetivo de avaliar a sistemática de planejamento da operação do Setor Elétrico Brasileiro, incluindo a governança, premissas utilizadas, modelos matemáticos e computacionais e impactos na segurança de abastecimento e no custo da energia elétrica.

2. No contexto do presente trabalho, sabe-se que o planejamento é elemento indissociável da governança e elemento fundamental para a garantia de efetividade das políticas públicas e para o sucesso de qualquer objetivo declarado.

3. Tal assertiva também é válida para a operação eletroenergética do setor elétrico. A definição clara de objetivos, metas e indicadores nessa seara contribui para a maior eficiência no fornecimento de energia, com otimização das fontes e respectiva transmissão, com claro benefício de custo para os consumidores, sem comprometer a segurança no suprimento.

4. Especialmente no setor elétrico, o planejamento da expansão e operação do sistema possui complexidade inerente, em face das diversas formas de geração, com estimativas de fornecimento e consumo intrinsecamente dependentes de uma miríade de fatores, entre regime de chuvas, limites de vazão, intermitência das fontes solares e eólicas, atividade econômica, disponibilidade e capacidade das redes de transmissão, custo dos combustíveis, valor dos tributos, variáveis regulatórias, decisões macroeconômicas, potência gerada e demandada, entre tantas outras. Nessa soma de incertezas, o planejamento se faz tanto importante quanto desafiador. Envolve o estado da arte da técnica matemática, computacional e de engenharia, abrangendo particularidades setoriais, legais, regulatórias, ambientais, políticas e socioeconômicas.

5. Antecipo, portanto – desde já, louvando a densidade do presente relatório instrutivo – que a tarefa de contribuir para o aperfeiçoamento governamental nessa seara é algo igualmente complexo. Assumindo o desafio, o TCU avaliou a sistemática utilizada no planejamento da operação eletroenergética do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). O escopo da fiscalização abarcou a governança do processo de planejamento; os modelos computacionais; o rito decisório para geração fora da ordem do mérito; e as perspectivas futuras para a operação. As etapas do ciclo de planejamento da operação foram mapeadas e, a partir da aplicação de testes de auditoria, foram propostas melhorias para que o macroprocesso se torne mais efetivo e transparente para a sociedade.

6. A materialidade das discussões aqui travadas atinge o montante de R\$ 125 bilhões/ano, correspondente ao valor total da geração de energia elétrica no Brasil.

II – Contexto, questões de auditoria e achados

7. O Sistema Interligado Nacional (SIN) possui hoje uma capacidade instalada de geração de mais de 183 MW, dos quais 60% provêm de fontes hidráulicas. Pouco mais de 21% provêm de térmicas, aproximadamente 23% têm origem eólica, outros 4% são de origem solar e, residualmente, 1% se origina de usinas nucleares (dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico). Segundo o ONS, de forma a suprir a demanda de consumidores dispersos em todo o território, o SIN conta com mais de 179.000 km em linhas de transmissão. Segundo a mesma fonte, prevê-se chegar, até 2027, em 206MW de potência instalada e 216.000 km de linhas de transmissão.

8. Planejar essa expansão e operar a infraestrutura existente, otimizando o volume de geração, frente à heterogeneidade de fontes geradoras, em localidades, custos e intermitências diversas, frente às limitações da malha transmissora disponível, envolve um exercício probabilístico altamente especializado, demandando um planejamento fino da expansão e da operação do sistema.

9. Como bem situou a unidade técnica, o planejamento da expansão, ainda que seja indicativo, busca uma estratégia de minimização dos custos considerando possíveis expansões na

geração e na malha de transmissão, de maneira que seja atendida a demanda projetada. O planejamento da operação, por seu turno – foco deste trabalho –, busca, dados os recursos existentes, atender à demanda pelo menor custo, ao mesmo passo que mantenha um nível de segurança adequado do sistema.

10. Esse planejamento da operação, historicamente, desenvolveu-se com base em um modelo operacional de despacho centralizado, por um único operador nacional, o NOS (Operador Nacional do Sistema). Em uma matriz com mais de 80% da energia de origem hidrotérmica, as geradoras não possuem autonomia para injetarem energia no SIN, ainda que tenham obrigações contratuais de fornecimento de energia com outros atores, dependendo de decisões do operador centralizado sobre quando e o quanto de energia será injetada. Ainda, com a amplificação da diversificação das fontes produtoras renováveis, em tempos de transição energética, aumenta a intermitência de geração dependente de condições ambientais, como os ventos e a incidência solar, em um nível muito maior de incertezas. O nível de previsibilidade é menor em relação à oferta firme de energia para o sistema.

11. A consideração dessas conjunturas e probabilidades, por meio da utilização de dados históricos e modelos computacionais, respalda a tomada de decisões – muitas vezes diárias –, ultimando, ainda que de forma não absolutamente certa, na otimização do binômio “custo x segurança”, levando em conta um cenário plausível. Esses são os dilemas do planejamento da operação.

12. Nesse pano de fundo, a equipe de fiscalização elaborou as seguintes questões de auditoria:

“Questão 1: A governança do processo de planejamento e operação eletroenergética do SIN está bem estabelecida, com indicação de competências, indicadores, metas e sistemática de avaliação, além de permitir a transparência e accountability?”

“Questão 2: Os modelos computacionais e os dados de entrada utilizados no planejamento da operação são adequados e devidamente atualizados?”

“Questão 3: O processo decisório para geração fora da ordem do mérito para garantia da segurança energética é transparente?”

“Questão 4: O planejamento da operação garante a otimização da operação e segurança de suprimento do sistema?””

13. Para bom entendimento dos exames necessários à aplicação de tais questões, é adequado situar que a operação do sistema elétrica é dividida consoante momentos distintos, como: planejamento da operação, programação da operação e avaliação da programação. Tais etapas foram englobadas no escopo do presente trabalho.

14. Feitos os exames e aplicadas as técnicas de auditoria, a AudElétrica deu conta dos seguintes achados:

“Achado 1: Carência de indicadores e metas relacionados aos objetivos da operação e à aderência entre o planejamento e a efetiva operação

“Achado 2: Ausência de auditorias periódicas dos sistemas e dos procedimentos técnicos sobre o planejamento operacional e os modelos computacionais

“Achado 3: Limitação no aprimoramento dos modelos computacionais em decorrência da participação histórica de uma única instituição desenvolvedora de softwares

“Achado 4: Falta de clareza e transparência das deliberações para geração fora da ordem do mérito

“Achado 5: Carência de soluções técnicas para os desafios esperados com a transição energética e as mudanças climáticas”

15. Empreendo, abaixo, uma visão geral do planejamento da operação eletroenergética no Brasil para, em seguida, comentar e julgar cada achado de auditoria.

III – Aspectos gerais do planejamento e da operação eletroenergética do SIN

16. O planejamento da operação eletroenergética precisa lidar com o fato de a energia precisar ser consumida no mesmo momento em que é gerada. Apesar das diversas pesquisas e soluções para o problema de armazenagem de energia (como o H2V, o hidrogênio verde), essas técnicas de “estocagem” ainda não se apresentam viáveis economicamente. Significa que, ao buscar o atendimento da demanda instantânea entre a energia gerada e consumida, o operador deve também cuidar da capacidade das linhas de transmissão e do custo de cada fonte despachada. Decisões não otimizadas fatalmente onerarão o custo total da energia a ser paga por cada consumidor.

17. No Brasil, as hidrelétricas são a fonte de energia elétrica mais abundante e mais barata, mas o seu uso deve ser ponderado frente ao nível dos reservatórios e aos múltiplos usos da água. Privilegiar um menor custo no curto prazo pode render, a depender do regime de chuvas, um valor proibitivo no médio e no longo prazo. Conjugar a confiabilidade das térmicas na base – em contraponto ao seu custo –, frente às intermitências das fontes eólicas e solares, viabilizando despachos otimizados de energia, é papel da operação. Nortear decisões eficientes, transparentes e motivadas dessas decisões é a tarefa do planejamento da operação.

18. O equacionamento dos diversos aspectos técnicos de carga, geração e transporte exige um aparato computacional para possibilitar a criação de uma rotina de ordens de despachos otimizada, mormente em termos de custos no tempo. Entre os principais modelos computacionais situam-se o NEWAVE (Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes Interligados), DECOMP (Modelo de Determinação da Coordenação da Operação a Médio Prazo) e DESSEM (Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curtíssimo Prazo), todos eles são desenvolvidos, e mantidos, pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel).

19. Tais modelagens viabilizam o cálculo do chamado Custo Marginal de Operação (CMO) – correspondente ao custo para se produzir o próximo MWh que o sistema necessita, sendo estabelecido para cada submercado e período de comercialização – e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) – calculado com base no CMO, utilizado como referência para os preços do Mercado Livre de Energia e empregado para valorar a energia do Mercado de Curto Prazo (MCP), necessário para remunerar as diferenças entre a energia contratada e os montantes realmente gerados e consumidos.

20. Significa que os parâmetros de entrada e a confiabilidade dos algoritmos desses modelos computacionais são tanto decisivos para o planejamento operativo como representam o lastro para a definição do valor da energia comercializada no mercado, merecendo a devida atualização continuada e respectiva auditoria.

21. Frente a tais assunções, a unidade técnica lastreou suas observações eminentemente na Lei 10.848/2004, que estabelece os objetivos para a operação do SIN (art. 1º, §4º), indicando, resumidamente, que a operação deve considerar: a otimização dos recursos eletroenergéticos; o atendimento dos requisitos de carga; a segurança operativa; as restrições da transmissão; o custo do déficit de energia; e as interligações internacionais. Tais enumerações tangenciam todos os achados de auditoria.

IV – ACHADO 1: Carência de indicadores e metas relacionados aos objetivos da operação e à aderência entre o planejamento e a efetiva operação

22. De acordo com a AudElétrica, no presente caso, observou-se a carência de indicadores que relacionem a operação planejada com a realizada, e com os objetivos pretendidos. Citou-se, como exemplos, a carência de indicadores relacionados:

- à variação entre o custo da operação previsto e o realizado;
- ao comparativo entre os custos e a operação previstos no NEWAVE, DECOMP e DESSEM com o realizado;
- aos despachos térmicos realizados via Geração Fora da Ordem de Mérito (GFOM); e
- ao nível de contribuição dos aprimoramentos realizados nos modelos computacionais.

23. Também haveria uma carência de indicadores e métricas relacionados a simplificações na modelagem de energia intermitente e de geração distribuída.

24. Ressaltou-se que, atualmente, utilizam-se indicadores da performance organizacional do ONS e índices previstos nos Procedimentos de Rede. Haveria, todavia, uma falta de números e metas diretamente relacionados aos objetivos da operação e à aderência entre as situações planejadas e as efetivamente realizadas. Isso redundaria em um monitoramento e em uma avaliação da operação com base em critérios não suficientemente objetivos, no sentido de viabilizar uma crítica saudável das decisões capazes de fomentar o aprimoramento da operação e do próprio planejamento, mormente quanto aos custos totais para o consumidor.

25. Em verdade, tais disposições seriam uma exigência legal-normativa. A otimização do uso dos recursos eletroenergéticos está prevista na Lei 10.848/2004, em seu art. 1º, §4º, inciso I:

“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 [...]

[...]

§ 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;” (grifou-se)

26. Fato é que cabe ao ONS realizar o despacho centralizado da geração com vistas a essa otimização do sistema (Decreto 5.081/2004, art. 3º):

“Art. 3º Sem prejuízo de outras funções atribuídas pelo Poder Concedente, constituirão atribuições do ONS, a serem exercidas privativamente pela Diretoria:

I - o planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização do Sistema Interligado Nacional - SIN;

[...]

VI - a divulgação dos indicadores de desempenho dos despachos realizados, a serem auditados semestralmente pela ANEEL;” (grifou-se)

27. Depreende-se do dispositivo a vinculação da criação e divulgação de indicadores de desempenho dos despachos centralizados, a serem devidamente auditadas pelo órgão regulador.

28. Em acréscimo, de acordo com o disposto no Procedimentos de Rede do ONS, que pauta toda a operação do sistema, prevê-se, em seu Submódulo 4.5 (Programação Diária da Operação), que o resultado da operação tem o seguinte propósito:

“1.1. A programação diária da operação eletroenergética tem como propósito a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio do suprimento, nas melhores condições elétricas e energéticas, econômicas e com a maior segurança operacional possível, das demandas previstas, considerando a integridade de equipamentos e as restrições existentes.” (grifou-se)

29. Por pressuposto lógico, a otimização da operação será mensurada ao analisar as condições elétricas, energéticas, econômicas e de segurança. Na realidade, por se constituir como principal parâmetro operativo, o custo de operação há de ser mensurado objetivamente. A equipe de auditoria, entretanto, não identificou indicadores diretamente relacionados a tal critério, configurando, para todos os efeitos, em uma não conformidade às leis e princípios que regem o setor elétrico.

30. Durante a auditoria, é verdade, identificou-se um amplo conjunto de indicadores que tratam da performance organizacional do ONS, da qualidade da previsão dos dados de entrada e de aspectos da operação executada. Vários desses indicativos, inclusive, se relacionam com aspectos da operação, como, por exemplo, parâmetros relacionados à previsão de carga, à Energia Natural Efluente de geração eólica; à qualidade da energia (tensão e frequência); bem como à segurança da operação (atendimento a diversos limites de desempenho). Destacou-se, porém, que não se encontraram números e metas relacionadas com a otimização dos custos de operação do sistema elétrico ou da aderência entre o planejamento e a efetiva operação.

31. Quer dizer que os parâmetros utilizados não permitem responder objetivamente: se a operação do sistema foi realizada de forma otimizada; ou qual o nível de otimização alcançado; ou quais custos foram otimizados; ou se a operação do sistema ocorreu conforme planejado; ou se o despacho previsto foi efetivamente realizado; ou qual a variação entre os custos da operação planejados e os realizados; ou qual o nível de aderência entre a operação planejada nos diversos horizontes (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) e a efetivamente realizada.

32. A AudElétrica mitigou que a ausência de indicadores mencionados ao custo do sistema e à aderência ao planejamento não significa que não existe monitoramento e avaliação. Foram identificadas outras formas de avaliação, como a avaliação da previsão de carga. Embora essa previsão de carga seja um aspecto importante para avaliação – já que é um dos parâmetros mais importantes dos dados de entrada –, novamente, há de se dispor de métricas objetivas relacionadas com aspectos do custo da operação e com a diferença entre o planejado pelos modelos e o realizado na operação real.

33. Segundo a unidade técnica, *“ainda que seja justificável uma certa diferença entre a previsão e a operação, uma diferença substancial ou persistente pode indicar que o processo de planejamento não está trazendo resultados esperados, ensejando ações para aprimoramentos no planejamento da operação. Nesse sentido, o nível de aderência pode ser considerado uma medida de performance da operação”* (grifou-se).

34. Após avaliar – e reconhecer – outros indicadores já existentes, a unidade instrutiva arrematou que *“a utilização e publicação de indicadores e metas nesse sentido é benéfica também para que seja facultado o acesso de forma transparente e clara para a sociedade de informações acerca da eficiência de cada etapa da operação. Além da transparência promovida por tais medidas, esses indicadores também podem ser utilizados para identificar problemas ou oportunidades de melhoria na metodologia e/ou modelos e mensurar a qualidade dos aprimoramentos implementados, comunicando mais efetivamente a situação.”*

35. Propôs-se, então, determinar à Aneel que, em um prazo de até 180 dias, elabore um plano de ação para regulamentar a utilização e publicação de indicadores e metas relacionados com os objetivos do planejamento da operação eletroenergética do SEB, incluindo aspectos de otimização dos custos da operação e a aderência entre o planejamento e a efetiva operação, possibilitando também o monitoramento e a avaliação mais completos e transparentes do planejamento e da operação.

IV.1 – Análise

36. Se o planejamento é providência fundamental da governança, a elaboração de um diagnóstico preciso, que viabilize a formulação de objetivos pautados na formulação de indicadores e metas a serem atingidas, é condição para a melhoria contínua dos resultados e, por isso, a base do bom

planejamento. Em brocardo da boa governança: “*Quem não diagnostica, não numerifica; quem não numerifica, não acompanha; quem não acompanha, não governa*”.

37. Para além da possibilidade de alavancar a eficiência e efetividade da operação do sistema – o que poderia levar a recomendações – o estabelecimento objetivo de métricas para nortear a otimização das atividades intrínsecas ao ONS, mormente quanto ao custo, decorrem de determinação legal-regulamentar direta, e a sua objetivação, em face do impacto material das decisões a serem tomadas, devem ser regularmente motivada e transparente.

38. Essa constatação tanto materializa um **gap normativo**, contrariando a Lei 10.848/2004, em seu art. 1º, §4º, inciso I, c/c Decreto 5.081/2004, art. 3º, incisos I e IV (já transcritos), quanto prejudicam a motivação decisória, com baixa transparência quanto a ações fulcrais sobre o custo geral de operação do SIN, representando desarmonia, também, com outros valores legais e constitucionais (Constituição Federal, art. 37, **caput** e Lei 9.784/1999, arts. 2º e 50).

39. Ponho-me, assim, em acordo com as determinações empreendidas à Aneel, nos moldes do art. 250, inciso II, do Regimento Interno.

V – ACHADO 2: Ausência de auditorias periódicas dos sistemas e dos procedimentos técnicos sobre o planejamento operacional e os modelos computacionais

40. Conforme prevê o Decreto 5.081/2004, que regulamenta a atuação do ONS, em seu art. 9º:

“Art. 9º A ANEEL deverá promover auditoria dos sistemas e dos procedimentos técnicos do ONS, para verificar, dentre outros, o seguinte:

I - a confiabilidade e a integridade dos sistemas operacionais, no mínimo a cada doze meses;

II - a qualidade e atualidade técnica das metodologias, dos modelos computacionais, dos sistemas e dos processos, no mínimo a cada doze meses;

III - o atendimento à ordem de programação de despacho de geração, visando à otimização dos recursos energéticos do SIN;

IV - a aplicação das informações prestadas pelos agentes relativas às suas instalações de geração e transmissão e dos serviços ancilares; e

V - a aderência das práticas operativas aos Procedimentos de Rede”. (grifou-se)

41. Após os exames necessários, apurou-se que não foram identificadas as auditorias que atendam a todos os componentes previstos no decreto, mas, unicamente, fiscalizações que avaliam os dados de entradas dos modelos computacionais.

42. No caso dos incisos de I a III, trata-se do necessário controle da Aneel sobre a confiabilidade dos sistemas operacionais, sobre a qualidade e quanto à atualidade técnica dos modelos, bem como com relação ao atendimento da programação de despacho que vise a dita otimização energética do sistema.

43. Segundo a unidade técnica, arguida sobre como se dá a fiscalização prevista no decreto, a Aneel apontou que a estratégia da Agência para cumprimento do Decreto 5.081/2004 é “*averiguar a qualidade de dados de entrada que serão utilizados nos modelos*”, o que seria regulamentado pela REN 455/2011, que determina ao ONS a contratação de auditoria externa para auditar os dados de entrada do PMO e suas revisões (REN 455, art. 1º, I), além de avaliar os dados apurados e sistemas utilizados (REN 455, art. 1º, II). Haveria, inclusive, uma atualização em curso na metodologia de avaliação dos dados de entrada, conforme consulta pública do ONS para a inclusão do novo submódulo 6.18 para tratar do processo de avaliação dos dados de entrada (peça 55).

44. Segundo a AudElétrica, embora necessária, a auditoria contratada para análise dos dados de entrada não é suficiente para garantir os resultados da operação e não atende aos incisos I, II e III do art. 9º do Decreto 5.081/2004. Nesse sentido, competiria à Aneel, conforme disposto no decreto, uma fiscalização mais ampla, a ser realizada por equipe própria ou contratada nos mesmos moldes da avaliação dos dados de entrada.

45. Em relação ao inciso I (confiabilidade e integridade dos sistemas operacionais), ainda que a Aneel exija uma auditoria periódica, ao determinar a contratação de ente externo pelo ONS sobre os dados de entrada, para a unidade técnica, não se observa um controle periódico sobre a confiabilidade e a integridade dos sistemas que integram o planejamento da operação, conforme consta explicitamente no decreto. Aliás, sobre essa auditoria independente, não foram relatados achados de inconformidade nos relatórios analisados e vários dados deixaram de ser analisados por ausência de informações. A Aneel informou que isso seria de conhecimento da Agência e que tais falhas não seriam entendidas como graves, estando em tramitação interna, inclusive, uma atualização da sistemática vigente de revisão, o que resultou na consulta pública, realizada pelo ONS, com sugestões de inserção do submódulo 6.18 dos manuais de procedimentos de rede.

46. Especificamente quanto ao inciso II (qualidade e atualidade das metodologias, dos modelos computacionais, dos sistemas e dos processos), em que pese a atuação da CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais) para avaliar e coordenar os aprimoramentos da cadeia principal dos modelos computacionais, também não haveria uma auditoria periódica promovida com esses desígnios.

47. Quanto ao inciso III (atendimento à ordem de programação de despacho de geração, visando à otimização), o comando regulamentar aponta para averiguar se as ordens de despachos estão sendo cumpridas. Ou seja: a Aneel deve promover uma fiscalização permanente para auscultar as diferenças entre o despacho real e o ordenado pelos sistemas.

48. Muito embora, sobre esse último ponto, a Aneel tenha informado que a Resolução Normativa nº 455 – que dispõe sobre a obrigatoriedade de contratação por parte ONS de empresa de auditoria independente – abarque a solução de tais problemas, o referido normativo aborda tão somente a auditoria externa sobre os dados de entrada dos modelos computacionais.

49. Diante de tais constatações, buscando o cumprimento dos incisos I, II e III, do art. 9º do Decreto 5.081/2004, com o objetivo de aumentar a confiabilidade, integridade, qualidade e atualidade técnica das metodologias dos modelos computacionais e dos sistemas e processos, a unidade técnica propôs determinar à Aneel que, em um prazo de até 180 dias, elabore um plano de ação para regulamentar a realização de auditorias dos sistemas e dos procedimentos técnicos do ONS estabelecidas no art. 9º, inc. I, II e III, do Decreto 5.081/2004.

V.1. Análise

50. Início minha análise salientando que a regulamentação da operação do SIN prevê, salutarmente, a necessidade de uma avaliação e controle contínuos acerca da confiabilidade dos critérios decisórios. O Decreto 5.081/2004 exigiu, em boa governança de controle e transparência, uma auditoria continuada do órgão regulador sobre os procedimentos técnicos do ONS para operar o sistema.

51. O regulamento foi além: fixou os critérios pelos quais essa auditoria continuada deve ser empreendida, com periodicidade de 12 meses para opinar sobre a confiabilidade, integridade do sistema, qualidade e atualidade técnica das metodologias, como ainda a asseguração da Aneel quanto ao atendimento à ordem de programação de despachos de geração, decisão basilar para os custos globais operativos.

52. Tais controles continuados envolvem a governabilidade da Agência sobre suas competências de prover um fornecimento regular de energia, pautado na modicidade tarifária e demais valores regulatórios. Além de salutar, em alinhamento a princípios da boa gestão, tal avaliação contínua é obrigatória, porquanto a legislação assim a demanda.

53. Em se tratando de um planejamento e gestão lastreada, eminentemente, por modelos estocásticos – cujo estado não é absolutamente determinado, com origem em eventos aleatórios –, tanto a fidedignidade dos dados de entrada, quanto o respectivo tratamento, devem ser diuturnamente aferidos. Modelos empírico-probabilísticos carecem de ser calibrados e a independência de tais avaliações fortalece a confiabilidade dos modelos.

54. Uma crítica contínua desses algoritmos pode oportunizar, por exemplo, como induz a unidade técnica, *“benefícios no sentido de produzir uma avaliação externa sobre o desenvolvimento e as necessidades de aprimoramento dos modelos computacionais, oportunizando uma comparação com o estado da arte sobre o assunto. Também poderá trazer uma reflexão sobre a qualidade desses modelos computacionais e do procedimento do planejamento operacional, o que vai ao encontro da constatação da necessidade de indicadores que avaliem a sua performance, trazendo conclusões sobre se estão atendendo aos objetivos almejados. Espera-se que tais avaliações evidenciem pontos de melhorias da sistemática como um todo.”*

55. Nesses moldes, tal qual o achado anterior, em se tratando de exigência legal-regulamentar, tenho por adequada as determinações à Aneel, nos termos propugnados.

VI – ACHADO 3: Limitação no aprimoramento dos modelos computacionais em decorrência da participação histórica de uma única instituição desenvolvedora de softwares

56. Historiando a utilização de modelos computacionais na operação do sistema, a unidade técnica alude que, desde o início, os **softwares** são desenvolvidos e disponibilizados, sob código fechado, pelo Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Para a AudElétrica, essa situação limita as possibilidades de melhoria dos modelos computacionais, pois concentra o desenvolvimento dos softwares em apenas uma instituição.

57. Segundo o relatório de auditoria, em que pesem os avanços técnicos promovidos pelo Cepel, sua participação exclusiva no desenvolvimento da cadeia principal de **softwares** pode trazer limitações ao aprimoramento.

58. O Cepel é uma associação privada sem fins lucrativos criada em 1973 pela Eletrobras, Furnas, CHESF, Eletronorte e Eletrosul com o objetivo de promover e preservar uma infraestrutura científica e de pesquisa, desenvolver tecnologia avançada em equipamentos e sistemas elétricos e criar produtos e serviços tecnológicos para a maior segurança e eficiência do setor elétrico. A entidade desenvolve **softwares** direcionados às necessidades setoriais; empreende pesquisa experimental, ensaios e medições em laboratório e no campo; oferece apoio técnico a empresas e órgãos governamentais; e promove cursos e eventos técnicos. (fonte: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/spe/quem-e-quem/setorpublico-1/cepel>).

59. Até a Portaria MME 282/2019, o Cepel era membro da CPAMP (Comitê Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico), prestando assessoria técnica para a Comissão. Atualmente, contudo, conforme discussão no GT governança da CPAMP de 2020, que culminou com a Portaria MME 637/2021 e Resoluções CNPE 22 e 29/2021, o Cepel foi formalmente retirado da composição do comitê, cujo Regimento Interno foi alterado e passou a prever a participação de *“instituições desenvolvedoras dos modelos oficiais”*. Dessa forma, possibilitou-se uma maior abertura para o desenvolvimento e assessoramento técnico das soluções computacionais.

60. A AudElétrica, porém, narra que o Cepel continua sendo a única instituição desenvolvedora dos modelos oficiais da cadeia principal, figurando como a instituição que

monopolicamente oferece assessoria técnica na CPAMP. Com o cuidado de reconhecer a capacidade técnica da entidade, a equipe de auditoria ponderou ser necessário avaliar a possibilidade de abertura para a participação mais ampla de outras instituições para assessoria técnica e desenvolvimento dos **softwares**, com potencial para inovações e aprimoramentos.

61. Isso porque, apesar dos benefícios da estabilidade, *“uma relação de longa data entre as instituições responsáveis pelo planejamento e o Cepel criou ambiente de dependência, que dificulta a participação de outros desenvolvedores. O Cepel participa como auxiliar nos grupos técnicos, sendo contratado por órgãos como a CCEE e o ONS para implementação dos aprimoramentos dos modelos computacionais”* (grifou-se).

62. O Cepel detém propriedade intelectual quanto a **softwares** que implementam metodologias aprovadas na CPAMP, notadamente os **softwares** da cadeia principal (NEWAVE, DECOMP e DESSEM). Veja-se, contudo, que, de forma contraditória, a entidade não detém propriedade intelectual sobre as metodologias, sendo meramente a sua implementadora. Ou seja, em tese, para a unidade técnica, faz-se *“possível o desenvolvimento de softwares baseados nas mesmas metodologias aprovadas pelo CPAMP e homologadas pela Aneel por outras empresas”*.

63. Um dificultador para essa desejável multiplicidade de agentes, a Audelétrica alerta que *“Considerando que o Cepel tem amplo domínio técnico e experiência no desenvolvimento dos softwares, e que também atua como consultora no processo de aprimoramentos, a empresa está numa posição de influenciar decisões técnicas de implementação das melhorias. Isso é evidenciado em relatórios da CPAMP, por exemplo na CP 128/2022 (relatório GT metodologia, p. 5, 14-15, 17, 21-22, 25)”*.

64. O MME, nos comentários preliminares empreendidos sobre o trabalho durante a fase de execução, concordou que as recentes alterações pela Portaria MME 637/2021 abrem a possibilidade de outras entidades desenvolvedoras sobre a abertura do código fonte ou o licenciamento, mas que existe a dificuldade gerada por disposições contratuais e de propriedade intelectual do Cepel.

65. Frente a tais constatações, a unidade técnica propôs determinar ao MME que, em 360 dias, elabore e publique estudos técnicos sobre:

- a) vantagens e desvantagens da contratação exclusiva do Cepel como instituição desenvolvedora da cadeia principal de **softwares** de planejamento da operação (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) e assessoramento técnico;
- b) viabilidade da contratação de outras instituições para desenvolvimento e aprimoramento da cadeia principal de **softwares**;
- c) vantagens e desvantagens da manutenção do código fechado para a cadeia principal de **softwares** de planejamento da operação (NEWAVE, DECOMP e DESSEM); e
- d) obstáculos para utilização de código aberto para a cadeia principal de **softwares** de planejamento da operação.

66. Para respaldar a determinação, o relatório de auditoria citou a Portaria MME 637/2021 e Resoluções CNPE 22 e 29/2021 que atualizaram a composição da CPAMP e os Acórdãos 235/2007 e 670/2008, ambos do Plenário, que tratam de situações quanto a dependência de um único fornecedor de solução de informática.

VI – Análise

67. Em ponderação ao contexto fático noticiado no relatório de auditoria, parece inconteste o monopólio do Cepel sobre o ferramental computacional estratégico, base de todo o planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro.

68. Embora julgue que não haja dispositivo legal específico vedando absolutamente essa relação de dependência – porque muito desse monopólio se deve à própria **expertise** da empresa, há quase 40 anos desenvolvendo tais produtos –, faz-se igualmente claro que a multiplicidade de atores no desenvolvimento dos produtos e a competição daí advinda induz à inovação. Sem contar, ademais, os riscos advindos dessa concentração de mercado, frente à delicadeza e à importância nuclear do ferramental desenvolvido pelo Cepel.

69. Nada obstante, entendo que a motivação para a continuidade de tal relação de dependência (com potencial de ensejar gastos por inexigibilidade de licitação) deva ser, de fato, necessariamente providenciada. A inércia administrativa em face desses riscos pode, sem as devidas justificativas, impor a configuração de revelia a princípio legal prestigiado no art. 37, **caput**, da Constituição Federal e no art. 2º, parágrafo único, incisos V, VI e VII da Lei 9.784/1999 – que prestigiam o princípio da motivação como requisito para a gestão administrativa. Cite-se, ainda, o próprio princípio da licitação. A reminiscência dessa concentração, ensejando gastos em contratação direta, merecem, igualmente, uma justificativa plausível.

70. Com base nos estudos apresentados e considerado o exigível acervo justificativo das decisões estratégicas do MME quanto ao (potencial) indesejável monopólio da feitura de estudos basilares para o setor elétrico, pode-se, no monitoramento da decisão, criticar e, eventualmente, formular determinações ou recomendações mais assertivas, quanto ao alinhamento às demais leis e regulamentos sobre o assunto.

VII – ACHADO 4: Falta de clareza e transparência das deliberações para geração fora da ordem do mérito

71. Em nota contextual, como já dito, o planejamento da operação eletroenergética envolve diversas variáveis de tormentosa previsão, buscando, em exercício probabilístico, equilibrar os objetivos gerais de suprimento e modicidade tarifária. Considerando a base hídrica e térmica do sistema, por se constituírem fontes mais estáveis, caso haja períodos sem chuvas, que refujam às bases históricas, de forma a não comprometer o nível dos reservatórios, fazem-se necessários os chamados “*despachos fora da ordem do mérito*” para garantir a segurança energética, não indicados pelos modelos computacionais.

72. Quanto mais usinas térmicas “despachadas”, em face de a oferta de base das usinas hídricas não atenderem à demanda do sistema, mais cara é a operação, porque, obviamente, são fontes de energia mais cara. O cálculo tarifário, portanto, é altamente sensível ao volume desses despachos.

73. Como ideia da importância do assunto, em termos históricos, em 2021, durante crise hídrica, os encargos de serviços de sistema (ESS) relativos à GFOM/GEN atingiram R\$ 17,5 bilhões, sendo de R\$ 7,2 bilhões nos meses de outubro e novembro.

74. O CMSE (Comitê de Monitoramento de Segurança Energética) tem a função precípua de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional, equilibrando tais desígnios de segurança e modicidade. Esse comitê é quem decide o montante de geração fora da ordem do mérito para garantir o suprimento energético (GFOM/GEN).

75. Logicamente que, em prol da transparência e motivação, tais despachos (extraordinários, diga-se) devem ser respaldados por fatores técnicos consistentes, inclusive quanto à eventual necessidade de reformulação dos parâmetros probabilísticos em casos de uso recorrente do GFOM. Afinal, mais uma vez, a geração fora da ordem de mérito resulta de uma operação que não obedece aos resultados dos modelos computacionais.

76. O processo de decisão sobre a GFOM/GEN ocorre nas reuniões do CMSE, em que há a participação do MME, da Aneel, da Agência Nacional do Petróleo (ANP), da CCEE, da EPE e do ONS e o seu rito se inicia com uma rodada de apresentações e discussões técnicas sobre os temas que

serão tratados na reunião do comitê. Nessa dinâmica decisória, a unidade técnica identificou uma carência de clareza e transparência nas deliberações para a geração fora da ordem de mérito.

77. Para a AudElétrica, existem pontos de melhoria relacionados à transparência das decisões que autorizam a GFOM/GEN no tocante à: motivação, formalidade, publicidade das reuniões deliberativas e sistemática de avaliação das decisões.

VII.1 – Publicidade da motivação

78. Inicialmente, quanto à motivação, constataram-se falhas no ciclo decisório, na medida em que as justificativas publicadas para as GFOM são sucintas e insuficientes para o controle social do tema. Relatou-se que nem as atas nem os anexos das reuniões, quando existentes, abordam todas as questões relevantes para motivar as ações tomadas em relação à decisão por despachar as usinas térmicas fora da ordem de mérito.

79. Apurou-se que as reuniões do CMSE não são públicas, sendo desejável que a ata e os respectivos anexos sejam mais detalhados, apresentando premissas, relações de causas e consequências e impactos financeiros das intervenções. Haveria, aí, então, mácula ao princípio da publicidade.

80. Apresentaram-se exemplos, como o caso da 260ª reunião ordinária, de 12/1/2022, que autorizou a geração fora da ordem do mérito, mas não foram publicados os argumentos que justificaram tal medida. A ata empreendeu, apenas, uma breve descrição das condições hídricas, energéticas e de restrições operativas do país, concluindo com uma autorização do CVU máximo e montante máximo de GFOM, sem que seja explicitado como as condições analisadas levaram aos números especificados.

81. Em mais detalhes, o relatório de fiscalização narrou que *“em tese, há um critério que leva em consideração a Curva Referencial de Armazenamento (Cref), que aponta para a necessidade maior ou menor de se poupar águas nos reservatórios, mas não há uma indicação de como, a partir da Cref, é dimensionado o montante e CVU da GFOM/GEN. Essa situação traz prejuízo à transparência das decisões, e, portanto, prejudica a governança percebida das decisões do CMSE. [...]”*.

82. Apesar de a equipe de auditoria ter solicitado os documentos utilizados nas reuniões do CMSE, constatando que houve a produção de diversas informações e estudos de cenários que embasaram a decisão final do CMSE, nem todos esses documentos são acessíveis à sociedade. Tanto não há normas que definam critérios objetivos às decisões, como não há regulamentação de um lapso temporal máximo entre a publicação das atas e os atos decisórios, em alguns casos chegando a mais de dois meses de descasamento.

VII.2 – Formalidade da motivação

83. O relatório de auditoria reportou que as decisões do CMSE que autorizam a GFOM/GEN são externalizadas inicialmente em uma nota pública e, posteriormente, são disponibilizadas as atas de reunião. Para a unidade técnica, para a devida oficialidade, em princípio, entende-se que as deliberações do CMSE devem ser publicadas no Diário Oficial da União, nos moldes delineados pelo Decreto 9.215/2017, arts. 11 e 12.

VII.3 – Publicidade das reuniões deliberativas

84. Quanto à publicidade das reuniões deliberativas, a auditoria sublinhou que as reuniões do CMSE não são públicas. O carácter reservado, de acordo com entrevistas realizadas, ocorre para que *“haja discussões francas e aprofundadas entre os integrantes do comitê, sem que sejam passados sinais indevidos aos agentes do setor, bem como para reduzir um risco de pressão externa sobre as*

decisões. A transparência da decisão é dada com a publicação da ata da reunião, a qual também pode conter deliberações”.

85. Nada obstante entender que existam discussões e apresentações técnicas que tratam de estudos de cenários e discussões de alternativas de atuação, justificando o carácter mais reservado da reunião, a AudElétrica entende que a publicidade deva ser a regra. Pautas específicas, com a aposição (transparente) das respectivas justificativas, poderiam ter discussão em sessão reservada.

VII.3 – Publicidade das reuniões deliberativas e sistemática de avaliação das decisões

86. Apurou-se que não há avaliação formal periódica dos resultados da GFOM/GEN, das causas que a ensejaram e de considerações para aprimoramento dos modelos.

87. Segundo a AudElétrica, *“dado o carácter excepcional da decisão pela GFOM/GEN, seria uma boa prática que fosse institucionalizada avaliações periódicas sobre as causas que ensejaram as medidas. A avaliação e um **feedback** ao fórum competente para discutir a metodologia da operação (a CPAMP) visando o aprimoramento dos modelos é também necessário”* (grifou-se).

VII.4 – Conclusão do achado

88. Considerando as dimensões da publicidade, motivação, formalidade, publicidade das reuniões deliberativas e sistemática de avaliação das decisões, propôs-se determinar ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) que, em um prazo de até 180 dias, elabore um plano de ação para regulamentar procedimentos relativos à transparência das deliberações relacionadas à geração fora da ordem do mérito (GFOM/GEN), em especial no tocante:

- a) à publicação de elementos mínimos necessários para motivação das autorizações para GFOM/GEN;
- b) ao estabelecimento de forma e prazo de publicação das decisões que autorizam a geração fora da ordem do mérito por motivos de segurança energética, conjuntamente com as motivações mais claras da decisão;
- c) a diretrizes relativas à publicização das reuniões e/ou de documentos que embasaram as deliberações; e
- d) aos requisitos necessários e periodicidade para a sistemática de avaliação dos resultados da GFOM.

VII.5 – Análise

89. As oportunidades quanto ao incremento da motivação e transparência decisória, a meu ver, são suficientemente claras no reporte da auditoria, a ponto de ensejar, de fato, uma resposta por parte desta Corte. Em princípio, todavia, confesso minha dúvida inicial sobre empreender uma determinação ou uma recomendação para esse achado.

90. Isso porque as sugestões apresentadas têm viés de melhoria dos processos, a lhes incrementar um acervo justificativo suficientemente objetivo e transparente. Se de um modo a motivação e a transparência são princípios de cunho obrigatório nas decisões administrativas, por outro, existe margem de discricionariedade para provê-las.

91. O que se faz indubitável na narrativa da unidade, contudo, é que as decisões não estão suficientemente e publicamente respaldadas, o que configura, fora de qualquer dúvida, um desalinhamento normativo-axiológico apto a ser corrigido.

92. Nesse viés, creio que uma determinação, na forma sugerida pela unidade técnica, seja tanto quanto necessária como adequada, porquanto impõe um dever de aprimoramento justificador de publicidade, ao tempo em que permite ampla liberdade, na forma de “plano de ação” a ser

providenciado pelo próprio jurisdicionado, para adimplemento desses princípios de motivação e transparência decisória das GFOM, guardadas características próprias dos seus processos.

VIII – ACHADO 5: Carência de soluções técnicas para os desafios esperados com a transição energética e as mudanças climáticas

93. Em visão geral do presente achado, a unidade técnica explicou que, a questão de auditoria “*O planejamento da operação garante a otimização da operação e segurança de suprimento do sistema?*” não pôde ser objetivamente respondida, uma vez que, como já relatado, existe uma carência de indicadores claros e abrangentes para a otimização do sistema.

94. Em mais detalhes da afirmação, justificou-se que a característica de um sistema de potência de grande porte contribui para que essas respostas não sejam obtidas diretamente. Diversos processos são estocásticos e uma avaliação da operação deve incorporar essa característica, o que, por sua vez, dificulta a criação de indicadores e de avaliações simples. Por outro lado, “*isso não seria um impeditivo para se adotar uma estratégia que visasse alguma forma de avaliação geral*”.

95. Um novo dificultador, porém, é que, em tempos de “transição energética”, esses desafios da construção de modelos de planejamento são potencializados por um incremento ainda maior das incertezas. O setor elétrico vem vivenciando transformações relevantes, altamente impactantes no planejamento da expansão e da operação do sistema, como: a diversificação das fontes de energia; a descarbonificação da geração; o aumento da intermitência na geração; mudanças nos hábitos de consumo; a digitalização das redes; a desconcentração da geração; a capilarização das redes; entre outras mudanças disruptivas.

96. Nessa premissa, tanto no planejamento da operação, como nos aprimoramentos dos **softwares** de otimização energética, não há solução pronta para a calibragem desses novos modelos a essas novéis condições, de sorte que as diversas instituições públicas e privadas envolvidas no assunto vêm buscando soluções.

97. Após transcrever diversos artigos atestando se tratar de uma situação deveras preocupante, conclui-se que, apesar de haver mapeamentos pontuais, não há um plano de ação para que os assuntos sejam tratados com mais assertividade. Seriam necessárias ações mais focadas para avaliar consequências e estruturar respostas para lidar com os problemas possivelmente inevitáveis advindos da transição energética. Tais estudos precisam ser fomentados, coordenados e estruturados, seguindo um plano articulado, incluindo ações, prazos, responsáveis, risco e fatores para adaptar a operação, e sua segurança, aos efeitos da transição energética e das mudanças climáticas e minimizar os impactos no custo de operação.

98. Em face disso, propôs-se recomendar que o MME que coordene a elaboração de estudos circunstanciados sobre as consequências esperadas no planejamento e na operação eletroenergética, bem como as estratégias para adaptação, em decorrência da transição energética e das mudanças climáticas, com a elaboração de um plano de ação para estruturar ações concretas visando minimizar os impactos na segurança e no custo de operação.

VIII.1 – Análise

99. De modo geral, o relatório de auditoria trata de oportunidades de melhoria nos procedimentos decisórios e processos relacionados ao planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro. Reportaram-se diversas oportunidades: a construção de planos pautados em indicadores e metas; a criação de marcos que objetivem a tomada de decisões; possibilidades de melhoria no controle e monitoramento nos procedimentos técnicos do ONS; tratamento dos riscos advindos da monopolização dos modelos computacionais nas mãos de uma só entidade; e a necessidade de tornar mais transparentes as decisões sobre os despachos fora da ordem de mérito.

100. Em todas essas oportunidades, reconheceu-se a tarefa eminentemente complexa de se tratar com decisões dependentes de variáveis tanto múltiplas quanto incertas. Eis que, neste achado, indica-se um amplificador de todas essas incertezas: a “transição energética”. Ou: se já era reconhecidamente provocadora a tarefa de planejar a expansão e a operação, para o futuro, tais decisões parecem ser ainda mais tormentosas. Na realidade, esse quadro é razoavelmente conhecido e discutido no setor, no governo, na academia e demais fóruns que discutem o futuro da energia.

101. Em outra mão, ainda que conhecida a amplificação dessas incertezas, o pior cenário seria assumir uma absoluta incapacidade de estudar e modelar o fenômeno. Reconhecido o problema latente, impinge, desde já, agir para resolvê-lo; ou, no mínimo, para abrandá-lo.

102. Em avaliação das proposições da unidade técnica, e reconhecendo não haver uma “bala de prata” capaz de resolver essas incertezas advindas das transformações que atravessa o setor elétrico, tenho como acertada a recomendação a ser empreendida. Tal endereçamento não deixa de se constituir como uma oficialização deste Tribunal sobre uma situação tanto certa quanto latente – a transição energética e o seu impacto no planejamento da expansão e operação do sistema – apta a ensejar as ações de governo necessárias ao seu enfrentamento.

IX – Menções finais e conclusão

103. Em menção final, repiso meu acolhimento integral às proposições da unidade técnica, no que agradeço e parablenizo, mais uma vez, pelo trabalho.

104. Solicito, outrossim, nos termos do art. 8º da Resolução TCU 315/2020, fazer constar, na ata desta sessão, que se providencie o devido monitoramento das determinações e recomendações expedidas. O assunto aqui tratado, com tal importância e materialidade, justificam o acompanhamento **pari passu** por parte desta Corte.

Ante o exposto, VOTO, por que seja adotado o Acórdão que ora submeto a este Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 3 de maio de 2023.

BENJAMIN ZYMLER
Relator

ACÓRDÃO Nº 922/2023 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 003.585/2022-0.
2. Grupo I – Classe de Assunto: V
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Câmara de Comercialização de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia; Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.
5. Relator: Ministro Benjamin Zymler.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (AudEletrica).
8. Representação legal: não há.

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos que tratam de relatório de auditoria na sistemática utilizada no planejamento da operação eletroenergética do setor elétrico brasileiro, ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão do Plenário, em:

9.1. determinar à Aneel, com fundamento no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, c/c art. 7º, §3º, inc. I, da Resolução TCU 315/2020 que, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias:

9.1.1. elabore um plano de ação para regulamentar a utilização de indicadores e metas relacionados com os objetivos do planejamento da operação eletroenergética do SEB, incluindo aspectos de otimização dos custos da operação e a aderência entre o planejamento e a efetiva operação, com fundamento na Lei 10.848/2004, art. 1º, §4º, no Decreto 2.335/1997, Anexo I, arts. 2º, 3º e 4º, inciso VII, e no Decreto 5.081/2004, arts. 1º e 3º (referente ao Achado 1: carência de indicadores e metas relacionados aos objetivos da operação e à aderência entre o planejamento e a efetiva operação);

9.1.2. elabore um plano de ação para regulamentar a realização de auditorias dos sistemas e dos procedimentos técnicos do ONS estabelecidas no art. 9º, incisos I, II e III, do Decreto 5.081/2004, com fundamento na Lei 9.648/1998, art. 13 (referente ao Achado 2: Ausência de auditorias periódicas nos sistemas computacionais e nos procedimentos técnicos do planejamento operacional);

9.2. determinar ao MME, com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, c/c, art. 7º, §3º, inc. II, da Resolução TCU 315/2020, no art. 37, **caput**, da Constituição Federal, no art. 2º, parágrafo único, incisos V, VI e VII da Lei 9.784/1999 e no Anexo I, art. 1º, incisos I, II, IV, V, VIII, IX, XI e XIII do Decreto 11.350/2023, que, no prazo de 360 (trezentos e sessenta) dias, elabore e publique estudos sobre (referente ao Achado 3: Limitação no aprimoramento dos modelos computacionais em decorrência da participação histórica de uma única instituição desenvolvedora de softwares):

9.2.1. vantagens e desvantagens da contratação exclusiva do Cepel como instituição desenvolvedora da cadeia principal de **softwares** de planejamento da operação (NEWAVE, DECOMP e DESSEM) e assessoramento técnico;

9.2.2. viabilidade da contratação de outras instituições para desenvolvimento e aprimoramento da cadeia principal de **softwares**;

9.2.3. vantagens e desvantagens da manutenção do código fechado para a cadeia principal de **softwares** de planejamento da operação (NEWAVE, DECOMP e DESSEM); e

9.2.4. obstáculos para utilização de código aberto para a cadeia principal de **softwares** de planejamento da operação;

9.3. determinar ao Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com fundamento no art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, c/c art. 7º, §3º, inciso I, da Resolução TCU 315/2020, no art. 37, **caput**, da Constituição Federal, nos arts. 2º e 50 da Lei 9.784/1999, na Lei 12.527/2011 (Lei de Acesso à Informação), e na Lei 13.874/2019 (Lei de liberdade econômica), que,

no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, elabore um plano de ação para regulamentar procedimentos relativos à transparência das deliberações relacionadas à geração fora da ordem do mérito (GFOM/GEN), em especial no tocante à (referente ao Achado 4: Falta de clareza e transparência das deliberações para geração fora da ordem do mérito):

9.3.1. publicação de elementos mínimos necessários para motivação das autorizações para geração fora da ordem do mérito por motivos de segurança energética;

9.3.2. estabelecimento de forma de publicação e os respectivos prazos para publicação das decisões que autorizam a geração fora da ordem do mérito por motivos de segurança energética;

9.3.3. diretrizes relativas à publicização das reuniões e/ou de documentos que embasaram as deliberações; e

9.3.4. requisitos necessários e periodicidade para a sistemática de avaliação dos resultados da GFOM;

9.4. recomendar ao MME, com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, c/c art. 11, §2º, inciso V, da Resolução TCU 315/ 2020, que coordene a elaboração de estudos circunstanciados sobre as consequências esperadas no planejamento e na operação eletroenergética, bem como as estratégias para adaptação, em decorrência da transição energética e mudanças climáticas, com a elaboração de um plano de ação para estruturar ações concretas visando minimizar os impactos na segurança e custo de operação, considerando a Lei 10.848/2004, art. 1º, §4º, inciso I, a Lei 9.478/1997, art. 1º, inciso VII, e o Decreto 11.350/2023, Anexo I, art. 1º, incisos I, II, IV, V, VIII, IX, XI, XIII (referente ao Achado 5: Carência de soluções técnicas para os desafios esperados com a transição energética e as mudanças climáticas);

9.5. encaminhar cópia da presente decisão, acompanhada do relatório e do voto que a fundamentam, bem como do relatório à peça 61, à Agência Nacional de Energia Elétrica, à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, à Empresa de Pesquisa Energética, ao Ministério de Minas e Energia e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

10. Ata nº 18/2023 – Plenário.

11. Data da Sessão: 10/5/2023 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-0922-18/23-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Bruno Dantas (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, Benjamin Zymler (Relator), Augusto Nardes, Aroldo Cedraz, Jorge Oliveira e Jhonatan de Jesus.

13.2. Ministro-Substituto convocado: Marcos Bemquerer Costa.

13.3. Ministro-Substituto presente: Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)
BRUNO DANTAS
Presidente

(Assinado Eletronicamente)
BENJAMIN ZYMLER
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA
Procuradora-Geral