

GRUPO I – CLASSE V – Plenário

TC 021.594/2023-6

Natureza: Relatório de Auditoria.

Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia; Operador Nacional do Sistema Elétrico – OS.

Representação legal: não há.

SUMÁRIO: AUDITORIA OPERACIONAL. PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. AUSÊNCIA DE INDICADORES QUANTO AO RESULTADO DO PLANEJAMENTO. OUTRAS FALHAS PONTUAIS. RECOMENDAÇÕES.

## RELATÓRIO

Adoto, como relatório, a instrução da Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear - AudEletrica, transcrita a seguir (peça 136):

### **INTRODUÇÃO**

#### ***1.1. Objeto de Auditoria***

*1. A presente auditoria tratou de avaliar o processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica nacional, incluindo premissas utilizadas, reflexos na segurança de abastecimento e respectiva projeção de custo da energia elétrica.*

#### ***1.2. Antecedentes***

*2. O tema do planejamento sobre a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica ainda não tinha sido contemplado com uma auditoria específica desta Corte de Contas. No entanto, o tema aparece de forma tangenciada em outros processos, como os TCs 008.023/2019-0, 015.722/2019-8, 007.986/2019-0, 007.985/2019-3, 015.749/2019-3, 015.489/2019-1 e 015.490/2019-0, onde foram avaliadas a contratação e execução desses empreendimentos no âmbito do Fiscobras; os TCs 002.549/2023-9, 027.469/2023-9 e 039.605/2023-0 referentes aos acompanhamentos dos últimos leilões de transmissão; e o TC 035.319/2020-8, relativo a Auditoria Operacional de Reforços e Melhorias da Transmissão, que está em fase de monitoramento, por meio do TC 044.378/2021-1.*

*3. O TCU também atua por meio de representações e denúncias relacionadas aos leilões de transmissão, como o que cuida o TC 047.177/2020-9.*

#### ***1.3. Objetivo e escopo***

*4. O objetivo do presente trabalho foi avaliar o processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica nacional. Foram avaliadas as premissas utilizadas e as condições estruturais e conjunturais que impactam o planejamento, além de considerar os reflexos na segurança de abastecimento e nas tarifas de energia elétrica.*

*5. O escopo da auditoria abrangeu a avaliação dos processos de planejamento, verificando a dinâmica entre os agentes envolvidos, os produtos gerados por cada um e os tipos de controle de qualidade realizados, incluindo as atividades de revisão dos normativos que balizam a execução dos documentos de planejamento.*

6. Além disso, tratou-se da utilização de novas tecnologias nos sistemas de transmissão de energia elétrica e as condições atuais que facilitam ou dificultam a adoção dessas tecnologias na medida em que elas se tornam operacionais.

7. Por fim, verificou-se a transparência dos impactos estimados dos investimentos na expansão do sistema de transmissão nas tarifas de energia elétrica.

8. Não faz parte do escopo da presente auditoria o problema do envelhecimento dos ativos de transmissão, pois esse tema foi tratado na Auditoria Operacional de Reforços e Melhorias da Transmissão (TC 035.319/2020-8), que está em fase de monitoramento por meio do TC 044.378/2021-1.

#### **I.4. Critérios**

9. Considerando o objeto definido para a auditoria, utilizaram-se, principalmente, os seguintes critérios:

- a) Portaria MME 215/2020;
- b) Normativos relativos à realização dos leilões de transmissão;
- c) Normativos que cuidam do cálculo da tarifa de energia elétrica;
- d) Planos de Outorga de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE);
- e) Planos de Ampliações e Reforços (PAR);
- f) Programa de Expansão da Transmissão/Plano de Expansão de Longo Prazo (PET/PELP);
- g) Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE);
- h) Decreto 9.203/2017, art. 4º, III;
- i) Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos para licitação de novas instalações da rede básica;
- j) Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão;
- k) Decreto 11.529/2023, art. 11, incisos V, VIII, IX e XII;
- l) Lei 8.987/1995, art. 6º, §§ 1º e 2º;
- m) Lei 9.991/2000;
- n) Consultas públicas realizadas pela Aneel;
- o) Modelos utilizados para a projeção de crescimento das fontes renováveis intermitentes, incluindo MMDG; e
- p) Princípios Constitucionais: Constituição da República Federativa do Brasil (CF/1988).

#### **I.5. Metodologia**

10. O trabalho seguiu o disposto no Manual de Auditoria Operacional do TCU (Portaria-Segecex 18/2020) e nas Normas de Auditoria do Tribunal de Contas da União (NAT-TCU).

11. Preliminarmente, coletaram-se informações acerca do tema mediante pesquisa na legislação, principalmente a Portaria MME 215/2020, nos documentos referentes a critérios, procedimentos e diretrizes para elaboração do planejamento de expansão da transmissão, nas consultas públicas realizadas atinentes ao tema (em especial CPs 15/2023 e 52/2022 da Aneel), em workshops correlatos e em documentos do Poder Público e de associações representativas do setor elétrico.

12. A partir das informações requisitadas junto aos órgãos e entidades com atuação correlata ao assunto, elaborou-se matriz de riscos e matriz de planejamento preliminar. Para testar a consistência desta última, foi realizado, inicialmente, um painel interno em 18/10/2023, que colheu sugestões de colegas da AudElétrica e, posteriormente, um painel de referência em 16/11/2023, que contou com a participação de 49 pessoas, com representantes de instituições públicas, associações e

academia: Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Operador Nacional do Sistema (ONS), Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate), Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (Abrace), Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (Absolar), Associação Brasileira de Energia Eólica (Abeeólica), Frente Nacional dos Consumidores e PSR Consultoria.

13. Após a referida discussão, as questões de auditoria foram consolidadas na Matriz de Planejamento (peça 79) e estão dispostas a seguir:

**Questão 1:** Existe mecanismo de controle sobre os resultados dos estudos de planejamento da expansão da transmissão?

**Questão 2:** Há transparência dos impactos estimados dos investimentos na expansão do sistema de transmissão nas tarifas de energia elétrica?

**Questão 3:** Os estudos de expansão da transmissão têm considerado a adoção de novas tecnologias nas alternativas a serem avaliadas na medida em que essas se tornam operacionais?

**Questão 4:** Como o crescimento das fontes renováveis intermitentes, tanto de maneira centralizada quanto através da mini e micro geração distribuída (MMGD), tem impactado as necessidades do planejamento de expansão de transmissão, considerando, ainda, fatores conjunturais?

**Questão 5:** As normas que definem critérios, procedimentos e diretrizes para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão são atualizadas e reavaliadas periodicamente?

14. Após a execução dos procedimentos de auditoria previstos na Matriz de Planejamento, foi elaborada a Matriz de Achados (peça 80).

15. Para a validação da Matriz de Achados foi realizado, em 23/02/2024, Painel de Referência que contou com a presença de representantes do(a): MME, EPE, Aneel, ONS, Abrate, Abrace, Gesel/UFRJ, Frente Nacional de Consumidores, Absolar, Abeeólica, Volt Robotics e Gab. Min. Relator Walton Alencar. Ao todo, foram 43 participantes. Após o painel, os participantes ainda tiveram a oportunidade de se manifestar por escrito com críticas e sugestões à Matriz de Achados. Todas as contribuições foram avaliadas para a elaboração do Relatório.

1. Ainda, em atendimento às orientações do Manual de Auditoria Operacional do TCU (Portaria-Segecex 18/2020), mais especificamente em seus itens 520 a 528, bem como ao contido no art. 14 da Resolução-TCU 315/2020, a versão preliminar do relatório de auditoria foi encaminhada aos gestores dos órgãos e entidades auditados no âmbito da presente fiscalização, com o objetivo de dar oportunidade de manifestação sobre os pontos levantados.

## **II. VISÃO GERAL DO OBJETO**

16. Neste tópico, além de abordar o tema principal, que é o planejamento da expansão da transmissão, será comentado sobre outros assuntos correlatos que influenciam direta ou indiretamente o referido objeto e vão merecer um destaque ao longo deste relatório, como a questão da tarifa, a expansão das fontes renováveis não despacháveis e as novas tecnologias.

### **II.1. O Planejamento da Expansão da Transmissão**

17. O modelo atual de planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil é regulado pela Portaria MME 215/2020, balizando as diretrizes para elaboração do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica - POTEE do Ministério de Minas e Energia, desde a concepção dos Estudos de Planejamento da Transmissão até a realização dos

*Leilões para a Ampliação dos Sistemas de Transmissão, bem como para a autorização de Reforços e Melhorias em Instalações de Transmissão existentes.*

18. O referido normativo delimita a responsabilidade da EPE e do ONS para os estudos de planejamento, de acordo com o art. 2º, incisos I e II:

**I - os de Ampliações das Instalações de Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão – DITs e os de Reforços das Instalações Existentes a serem considerados no Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão, além dos destinados à proposição de Melhorias necessárias à Prestação do Serviço Adequado, elaborados sob coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e**

**II - os de Expansão de Curto, Médio e Longo Prazos, elaborados sob coordenação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, incluídos aqueles de que tratam o art. 12, § 2º, e o art. 19, § 1º, inciso V, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e, quando couber, o art. 14 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.**

**Parágrafo único. Os Estudos de que trata o inciso II do caput têm como principal objetivo a indicação das novas Instalações ou Equipamentos para Expansões do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica necessárias para o atendimento ao crescimento do mercado, incluindo as Instalações de Fronteira e as Instalações Determinativas no âmbito dos Sistemas de Distribuição, sem prejuízo de indicações de Reforços das Instalações Existentes e de Melhorias necessárias à Prestação do Serviço Adequado. (destaques nossos)**

19. Para a realização dos estudos de expansão de curto, médio e longo prazos há a constituição de Grupos de Estudos de Transmissão (GETs), por áreas de abrangência geoeletricas, sob coordenação da EPE. Esses grupos contam com a participação de diversos agentes, a exemplo de concessionárias de transmissão, distribuição e geração, ONS, CCEE, MME, consumidores livres e autoprodutores, governos estaduais e do Distrito Federal.

20. O trabalho desses grupos irá subsidiar a elaboração dos diversos estudos de transmissão que serão consolidados em documentos de planejamento que a EPE emite, como o Programa de Expansão da Transmissão (PET)/Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP), publicado duas vezes ao ano. Esses documentos englobam somente aquelas instalações que ainda não foram licitadas ou autorizadas. O PET tem caráter determinativo e contempla os próximos seis anos, enquanto o PELP tem caráter indicativo e aborda aquelas instalações previstas do sétimo ano em diante.

21. Além disso, há mais dois documentos fundamentais para o planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica utilizados pela EPE: “Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão” e “Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos para licitação de novas instalações da rede básica”. Um outro documento importante é o “Aperfeiçoamentos dos processos e metodologias para a expansão da transmissão” que serviu de guia para a confecção dos “Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão”, ambos datados de 2002.

22. O normativo sobre critérios e procedimentos traz parâmetros técnicos a serem observados para o processo de planejamento, os estudos de cargas especiais, a confiabilidade, as interligações, as análises econômicas etc. Já o documento de aperfeiçoamentos foca nas atividades do processo de planejamento, passando por: estruturas do processo de planejamento, acompanhamento das decisões, objetivos dos estudos de planejamento, critérios de planejamento para a expansão do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil, dentre outros pontos voltados ao processo de planejamento.

23. As Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos para licitação de novas instalações da rede básica apresentam em seu conteúdo como deve ser o processo de elaboração dos relatórios R1, R2, R3, R4 e R5, que irão compor a documentação básica necessária para que um determinado ativo de transmissão seja leiloadado pela Aneel. Assim, elas contemplam estrutura e conteúdo mínimo que devem fazer parte dos Relatórios R1, R2, R3, R4 e R5, doravante tratados como “relatórios Rs”.

24. Um outro importante estudo da EPE, publicado anualmente, é o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), que traz, dentre diversos temas relacionados a energia, capítulo específico para tratar da transmissão. Ele visa indicar “perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte de dez anos, sob a ótica do governo, com uma visão integrada para os diversos energéticos disponíveis” (peça 81, p. 12). Esse plano traz, ainda, elementos para o planejamento do setor de energia, com benefícios em termos de confiabilidade e otimização dos custos de produção e dos impactos ambientais. Algumas dessas projeções, a exemplo de crescimento da geração, da carga etc. acabam por também subsidiar o planejamento da expansão da rede de transmissão.

25. Já o ONS emite dois documentos relevantes no contexto da expansão da transmissão de energia elétrica: o Plano de Ampliação e Reforços – PAR e o Plano da Operação Elétrica – PEL, comumente denominados PARPEL.

26. O PAR é elaborado anualmente pelo ONS, demonstrando as ampliações e os reforços nas instalações de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN. O PAR leva em conta os estudos elaborados pela EPE, as propostas de novos reforços, as solicitações de acesso, as previsões de carga e os atrasos na implantação de instalações de geração e transmissão.

27. O planejamento anual da operação elétrica de médio prazo resulta no PEL, a fim de realizar um diagnóstico do desempenho do SIN. Os estudos avaliam o desempenho das interligações regionais, a necessidade de geração térmica, considerando os recursos de geração disponíveis, novos empreendimentos, previsão de carga e a rede de transmissão existente. (<https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimento-eletrico>)

Figura 1. Horizonte temporal PAR/PEL



Fonte: ONS, peça 82, pg.4

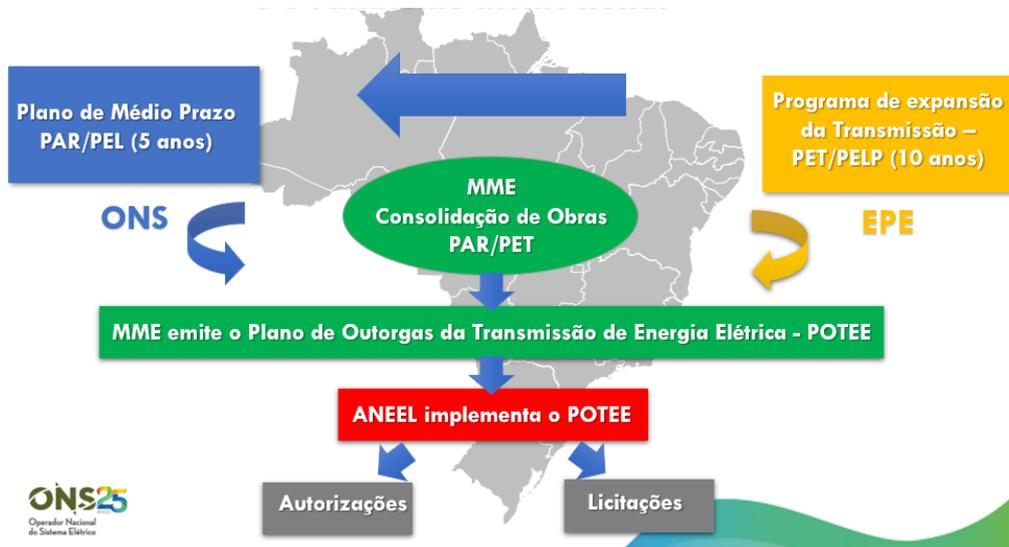
28. O MME, por sua vez, é responsável pela emissão do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE, que consolida os resultados dos estudos de planejamento da transmissão e define equipamentos e instalações necessárias ao SIN em caráter determinativo.

29. Cabe lembrar que a Portaria MME 215/2020 também delega ao ONS a responsabilidade pela emissão do POTEE relativo aos Reforços de Pequeno Porte e Melhorias de Grande Porte nos termos do artigo 18. Essa delegação ocorreu em um contexto de busca pelo aperfeiçoamento do processo, dado que, anteriormente à portaria, essa emissão era tarefa do MME.

30. A Aneel, por delegação do MME, que representa o Poder Concedente, realiza os procedimentos licitatórios (leilões) para concessão dos empreendimentos e autoriza os reforços e

melhorias constantes dos POTEEs emitidos pelo MME e ONS, além de acompanhar a implementação dos empreendimentos leiloados. A Figura 2 traz um resumo do fluxo do planejamento para a emissão do POTEE e contratação ou autorização das obras de transmissão.

Figura 2. Resumo do fluxo para emissão dos POTEEs



Fonte: peça 82, pg.5

31. Para maiores detalhes sobre os papéis da EPE, do ONS e do MME, bem como processos e etapas internas em cada uma dessas instituições, consultar as peças 83, 82 e 84.

32. Observa-se, portanto, que o planejamento de expansão do sistema de transmissão se apresenta como tema complexo e segmentado com a atuação formal do MME, da Aneel, da EPE, do ONS e de diversos outros atores que compõem os GETs.

## II.2. Tarifa

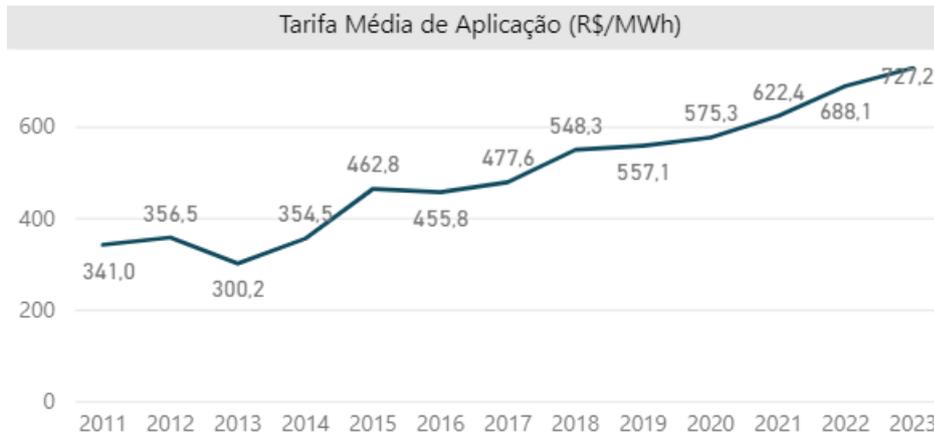
33. A Aneel é responsável por regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Suas principais funções incluem: garantir tarifas justas; garantir o equilíbrio entre consumidores e concessionárias; promover a universalização do serviço; promover a competição entre os operadores do setor; e garantir a qualidade do serviço.

34. A tarifa de energia elétrica, por sua vez, é o preço que o consumidor paga pelo uso do serviço de energia elétrica. Ela é composta por diversos componentes, que incluem o custo da energia gerada (para consumidores do mercado cativo), os encargos setoriais e os custos de transmissão e distribuição. A Agência é responsável por definir as tarifas de energia elétrica para os consumidores atendidos, normalmente, pelas distribuidoras. Este processo é realizado por meio de reajustes e revisões tarifárias periódicas, que levam em conta fatores como a variação de custos associados à prestação do serviço e a remuneração dos investimentos das empresas. É importante ressaltar que a Aneel não tem controle sobre todos os componentes da tarifa de energia. Alguns custos são definidos por outros órgãos e políticas governamentais, como os encargos setoriais, que são valores relacionados a políticas públicas e subsídios que são repassados aos consumidores por meio da tarifa de energia.

35. A energia elétrica é inegavelmente um item de subsistência básica para o cidadão, possuindo alto impacto na renda disponível de grande parte da população brasileira e na qualidade de vida cotidiana. A Figura 3 apresenta uma evolução notoriamente crescente da tarifa média brasileira. Contudo, tal crescimento acompanha razoavelmente o comportamento da inflação medida

pele Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA acumulado ao longo dos anos. O IPCA acumulado de 2011 até outubro de 2023 é de 110,17% (acessível em <https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>).

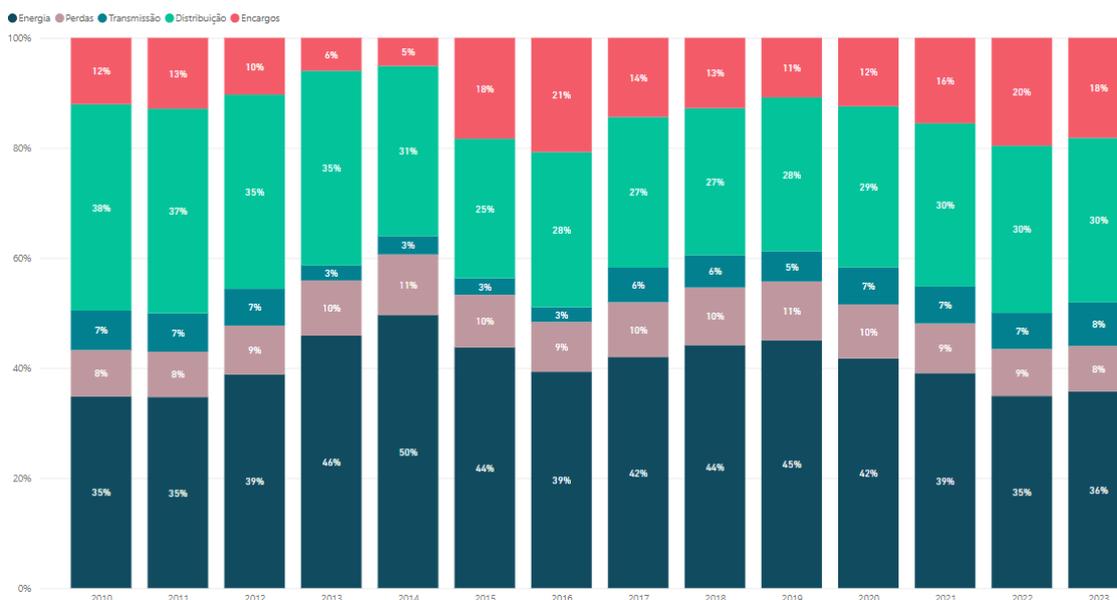
Figura 3. Evolução da tarifa média residencial



Fonte: Aneel, Tarifas Residenciais-Efeito dos reajustes tarifários (acessível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzIzM2QtM2EyNi00YjkyLWlxNDMtYTU4NTI0NWlyNTI5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>)

36. A Aneel promove transparência com informações sobre os componentes da tarifa de energia elétrica em valores nominais ou segundo a participação da função de custo na formação da tarifa de energia, ou seja: transmissão, distribuição, energia, perdas e encargos (Figura 4). Frisa-se que a divulgação dessas informações possui papel fundamental para permitir a participação social e propiciar que a sociedade acompanhe a evolução da tarifa e como ela é composta.

Figura 4. Formação da tarifa residencial por função de custo

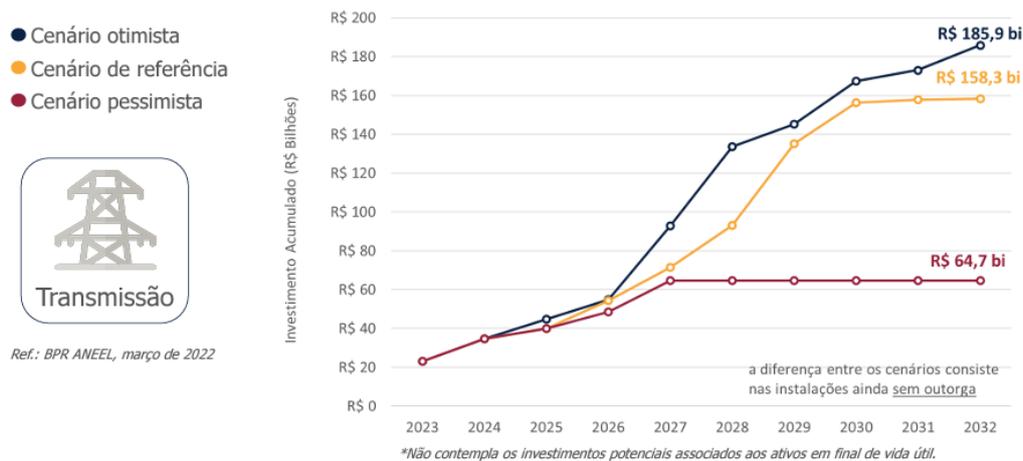


Fonte: Aneel, Tarifa Residencial-Evolução por função de custo

37. Na Figura 4 é possível observar que o valor percentual do custo da transmissão em 2023 alcança o maior patamar dos últimos 13 anos, alertando para a participação dessa função de custo na composição da tarifa residencial. Esse percentual, contudo, não representa fielmente o real custo dessa parcela da tarifa, como será mais bem explicitado nas constatações deste relatório. Além disso, merece destaque o peso dos encargos na composição da tarifa de energia, atingindo 18% em 2023.

38. Dessa forma, podemos perceber que o impacto da função de custo transmissão está ascendente e possivelmente permanecerá nessa trajetória em função de necessidades conjunturais que indicam a expansão do sistema de transmissão de forma consistente. Materializando tal prognóstico, o Caderno de Transmissão de Energia do Plano Decenal de Energia – PDE 2032 (acessível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno%20de%20Transmiss%C3%A3o%20de%20Energia%20-%20PDE%202032.pdf>), publicado em março de 2023, possui uma estimativa de R\$ 185,9 bilhões a serem empregados na expansão do sistema de transmissão no cenário otimista ou R\$ 158,3 bilhões no cenário de referência (Figura 5), representando uma expansão de 179.000 km em 2022 para 220.000 km de linhas de transmissão da rede básica em 2032.

Figura 5. Estimativas de investimentos no horizonte decenal



Fonte: EPE, PDE 2032

39. Logo, é notório que o cenário é de elevação dos custos de transmissão, com expectativa de aumento das tarifas de energia elétrica; o que deve ser considerado pelos tomadores de decisão quanto às melhores políticas para o setor elétrico brasileiro.

### II.3. Expansão das Fontes Intermitentes Renováveis na Matriz Elétrica Brasileira

40. O Brasil possui uma matriz elétrica majoritariamente renovável, contando com 83,6% de sua capacidade de geração proveniente de fontes renováveis em 2023 (acessível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjc4OGYyYjQtYWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>) e tendo como base a fonte hidráulica, que representa mais da metade de toda capacidade instalada no país (acessível em <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>) (Figura 6). Contudo, as fontes eólica e solar apresentam crescimento consistente e incrementam seus percentuais de participação na matriz elétrica brasileira a cada ano, atingindo as marcas de 14,06% e 5,63%, respectivamente.

Figura 6. Composição das fontes renováveis na matriz elétrica em 2023

**RENOVÁVEIS ▶ 83,60%**

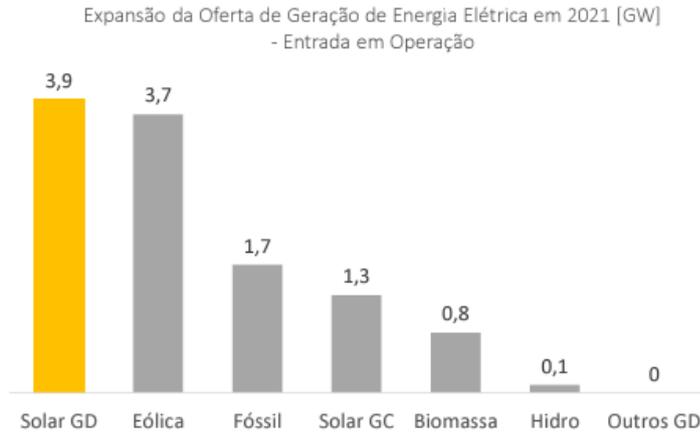


Fonte: Aneel – Matriz Renováveis

41. Importante observar o crescimento exponencial dessas fontes na matriz. Até agosto de 2023, ambas representaram 89,9% de todo o acréscimo de capacidade instalada no sistema elétrico brasileiro naquele ano (acessível em <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/matriz-eletrica-brasileira-cresce-mais-de-1-2-gw-em-agosto>). Em 2013, houve 313 MW de energia eólica liberada para operação comercial em um total de 5.889 MW, ou seja, a fonte eólica correspondia a pouco mais de 5% da capacidade de geração total. Em 2023, houve a entrada em operação de 3.884,60 MW num total de 7.984 MW, representando quase 50% das unidades liberadas para operação comercial no Brasil, isto é, um aumento de mais de dez vezes em relação ao ano de 2013 (acessível em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiMGYyZWlONzgtMGRlOC00M2ZjLTIjZDYtZTVkYjljZjkxZDBkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOiR9>).

42. Além disso, é relevante destacar, dentro do contexto da energia solar fotovoltaica, a forte expansão da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), ainda que não despachável pelo ONS. Em 2021, essa foi a fonte de geração que apresentou a maior expansão, segundo o PDE-2032 (Figura 7). Reforçando o crescimento dessa fonte e considerando a necessidade de trazer maior segurança jurídica para a sua expansão, em janeiro de 2022, foi publicada a Lei 14.300 que criou o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída, estabelecendo o **limite** de potência característica de MMGD.

Figura 7. Expansão da Oferta de Energia Elétrica em 2021



Fonte: EPE, PDE-2032

43. Contudo, em que pese essa considerável e crescente participação das fontes eólica e solar na matriz elétrica nacional, há aspectos que demandam atenção no que concerne à operação do sistema de transmissão pelo ONS e à sua segurança em função da maior complexidade do sistema e do transporte de grandes blocos de energia elétrica. Essa atenção se deve às características das fontes eólica e solar, pois possuem geração não despachável (ou intermitente) intrinsecamente ligada a suas naturezas com origem na incidência solar e na força dos ventos. Tais características podem influenciar a segurança do sistema de transmissão em função da sua forte penetração e da necessidade de backup de fontes despacháveis. Dessa forma, há necessidade de acompanhar a participação das fontes renováveis intermitentes no sistema e o planejamento da expansão e a operação do sistema precisam se adequar para manter o suprimento de energia com segurança e confiabilidade em todo território nacional.

44. Nesse sentido afirma a PSR Consultoria, na sua publicação Energy Report do mês de abril/2023: o “ritmo acelerado de expansão de usinas eólicas e solares no sistema requer novos investimentos na transmissão” (peça 85, p. 2). Para isso, o próprio MME indicou que iria licitar em 2023 um volume recorde de R\$ 50 bilhões de investimentos em novas linhas de transmissão. Tudo isso tem como foco viabilizar o intercâmbio entre a energia gerada no Nordeste e a carga a ser atendida, em grande parte no submercado Sudeste/Centro-Oeste. Portanto, é inegável a importância da expansão dos sistemas de transmissão para prover o SIN da flexibilidade necessária em função das mudanças na matriz elétrica brasileira. Na Tabela 1, mostra-se a expansão física do Sistema Interligado Nacional para buscar acompanhar tais mudanças, significando um crescimento superior a 58% no período analisado.

Tabela 1. Evolução física do SIN

Ano	Km de Linhas
2013	116.767
2014	125.639
2015	129.067
2016	134.956
2017	141.576
2018	145.543
2019	147.632
2020	158.892
2021	175.273

2022	179.311
2023	184.792

Fonte: própria com dados da EPE, ONS e MME (peça 86)

45. Em paralelo ao aumento da malha do SIN, as energias renováveis tiveram forte expansão nesse mesmo período. A fonte eólica possuía em torno de 2,3 GW de usinas eólicas em operação em 2013 e de 27 GW em 2023. No tocante à fonte solar, a contribuição para o sistema passou a ser significativa a partir de 2017, quando alcançou aproximadamente 1 GW, mas ultrapassou a marca de 10 GW em 2023. Nos dois casos, materializou-se um aumento superior a 1.000%, ou seja, uma taxa de crescimento muito expressiva, se comparada ao aumento das redes de transmissão no mesmo período, ainda que não haja necessariamente uma relação diretamente proporcional entre a expansão da oferta de geração e a expansão dos sistemas de transmissão.

#### **II.4. Novas tecnologias para os sistemas de transmissão**

46. As novas tecnologias disponíveis para as redes de transmissão podem trazer benefícios para a operação, confiabilidade e a própria segurança do sistema. Várias inovações estão sendo implementadas e já se encontram em uso em outros países, como por exemplo os sistemas de corrente contínua em alta tensão (High Voltage Direct Current – HVDC) do tipo VSC (Voltage Source Converter), sistemas de armazenamento de energia de bateria (Battery Energy Storage System – BESS), dispositivos flexíveis de transmissão em corrente alternada (Flexible Alternating Current Transmission – FACTS), Dynamic Line Rating (DLR) etc.

47. O sistema HVDC, por exemplo, é uma tecnologia de transmissão de energia que permite o transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias com menos perdas do que os sistemas de corrente alternada tradicionais. Já existem no Brasil linhas de HVDC que transportam grandes blocos de energia gerados em hidrelétricas, como as usinas de Itaipu, de Belo Monte e as Hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau no rio Madeira. A linha HVDC que escoar a energia dessas duas últimas usinas é a mais longa do mundo, com 2.385 quilômetros (acessível em <https://tractebel-engie.com.br/pt/referencias/linha-do-madeira#:~:text=A%20linha%20de%20transmiss%C3%A3o%20Madeira,do%20mundo%2C%20com%202.385%20quil%C3%B4metros>), conectando a subestação Porto Velho no estado de Rondônia à Subestação Araraquara-2 no estado de São Paulo.

48. No entanto, a tecnologia utilizada para as mencionadas linhas de HVDC é mais antiga, em LCC (Line Commutated Converter). Existe atualmente uma tecnologia mais moderna, chamada de VSC, que permite maior flexibilidade, eficiência e segurança ao sistema. Apesar de ainda limitada a aplicações específicas, ela traz benefícios adicionais se comparada à tecnologia LCC, a exemplo dos itens mencionados no estudo “Electricity Grids and Energy Secure Energy Transitions – Enhancing the foundations of resilient, sustainable and affordable power systems” (2023), da Agência Internacional de Energia (peça 87, p. 20): controle independente e flexível de potência ativa e reativa dentro do sistema, controle flexível de tensão em corrente alternada, recursos de estabilização do sistema durante falhas na rede, capacidade de conectar redes assíncronas e de fazer black-start nas redes, permitindo a restauração de uma parte da linha sem depender da rede de transmissão externa em caso de falha, no caso de um desligamento total ou parcial.

49. Os sistemas BESS, por sua vez, permitem o armazenamento de energia elétrica para uso posterior, melhorando a eficiência e a confiabilidade dos sistemas elétricos de potência. Eles podem ser usados para equilibrar a oferta e a demanda de energia, fornecer energia de reserva em caso de interrupções e integrar fontes de energia renováveis ao sistema.

50. Podem trazer, assim, vários benefícios para a operação das redes, aumentando a flexibilidade do sistema elétrico. Eles podem prover, por exemplo, serviços de controle de frequência e de tensão, inércia ao sistema, black-start, sistema de proteção especial (SEP), atendimento de cargas

emergenciais e de ponta, postergação de realização de investimentos e reforços de rede etc. Muitos desses serviços, contudo, necessitam de mudanças na regulação vigente no país para fomentar a sua aplicação, como será mais bem explorado na seção III.3 (Questão 3) desse relatório.

51. Os FACTS são dispositivos que fazem uso da eletrônica de potência visando fornecer flexibilidade ao sistema de transmissão. Eles podem controlar fluxos de energia em tempo real, níveis de tensão e outras características de estabilidade, modular a geração de energia reativa dependendo da necessidade, melhorando ainda mais a capacidade de transmissão de energia e a estabilidade da rede. Esses dispositivos devem ganhar cada vez mais relevância com o avanço das fontes renováveis variáveis (ou intermitentes) de energia (peça 87, p. 35).

52. Finalmente, DLR é uma tecnologia que permite verificar em tempo real as condições climáticas e temperatura das linhas e calcular de forma dinâmica a capacidade de transmissão da rede, podendo ampliar o fluxo de potência e trabalhar dentro dos limites térmicos de operação com segurança. O uso desse sistema pode reduzir congestionamento nas redes e evitar cortes de geração, aumentando a eficiência das redes e postergando investimentos em novas linhas e reforços.

53. Observa-se, assim, a existência de algumas novas tecnologias aplicáveis às redes de transmissão que poderiam trazer benefícios ao sistema elétrica brasileiro. No entanto, existem desafios a serem enfrentados para uma inserção com maior dinamismo no SEB, sejam eles de ordem técnica, normativa/regulatória ou econômica, como será tratado na seção III.3 (Questão 3) deste relatório.

### III. CONSTATAÇÕES DE AUDITORIA

54. Neste capítulo, são apresentadas as principais constatações de auditoria identificadas ao longo desta fiscalização, que foram agrupadas de acordo com a Matriz de Planejamento (peça 79).

55. A Matriz de Achados (peça 80), por sua vez, apresenta as conclusões dos procedimentos elencados nas questões de auditoria constantes da Matriz de Planejamento (peça 79). Os Achados de Auditoria são as constatações mais relevantes de cada questão e serão apresentados em seus respectivos subcapítulos.

#### III.1. Questão 1: Existe mecanismo de controle sobre os resultados dos estudos de planejamento da expansão da transmissão?

56. Em relação aos mecanismos para controle sobre os resultados dos estudos de planejamento, verificou-se a oportunidade de se estudar a implementação de indicadores que possam demonstrar a correção, eficiência e efetividade do planejamento, de maneira a se ter parâmetros claros e transparentes para aperfeiçoamento dos estudos realizados pelos órgãos competentes.

57. Ademais, identificaram-se boas práticas utilizadas pela Aneel que podem servir de inspiração inicial aos estudos desses futuros indicadores.

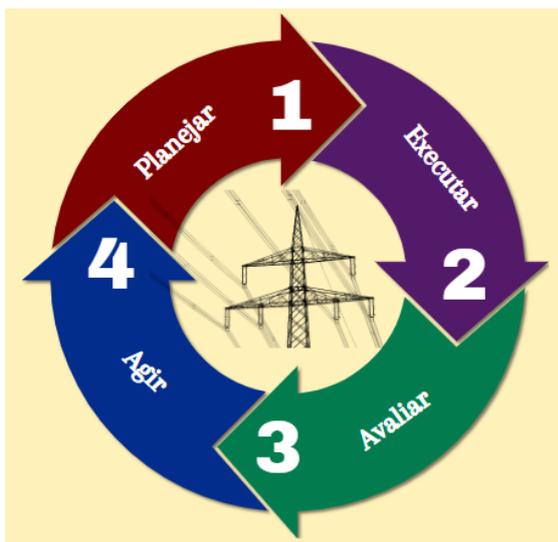
##### III.1.1. Carência de indicadores de controle dos resultados do planejamento da expansão da transmissão implementados

58. Inicialmente, identificou-se o documento que subsidia o planejamento da expansão da transmissão de energia elétrica: “**Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão**” (peça 88). No site da EPE, a última versão da norma utilizada pela Empresa para a realização do planejamento da expansão dos sistemas de transmissão é datada de novembro de 2002. No documento, não foram observados indicadores para a avaliação de qualidade sobre os planejamentos realizados. Em um segundo momento, ao verificar a versão de atualização enviada pela EPE ao MME dessa norma, também não foram localizados dispositivos que denotem indicadores de qualidade sobre os planejamentos realizados pela empresa de planejamento.

59. Ao responder o Ofício de Requisição 70/2023-TCU/AudElétrica, quando demandada a “apresentar possíveis estatísticas, indicadores ou controles de qualidade de que a EPE dispõe sobre os PETs e PELPs emitidos pela Empresa nos últimos cinco anos e a concretização das obras neles contidas”, a EPE informou que “o monitoramento da concretização das obras não faz parte das atribuições institucionais da EPE, de tal forma que não dispõe dos referidos indicadores” (peça 41, p. 7).

60. Por um outro viés, buscou-se no documento “**Aperfeiçoamentos dos processos e metodologias para a expansão da transmissão**” (peça 89), também datado de 2002, a existência ou direcionamento para os indicadores afetos ao planejamento da expansão da transmissão. Esse documento, que subsidiou a elaboração dos “**Crítérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão**”, indica que “deverão ser avaliadas sistematicamente as principais premissas do planejamento **frente a sua realização**, identificando alterações que sejam significativas para as recomendações efetuadas” (peça 89, p. 21). Assim, dentre as possibilidades para aperfeiçoamento dos processos e metodologias, há recomendação expressa para que haja avaliação entre o planejado e o executado a fim de obter aperfeiçoamento contínuo do processo de planejamento da transmissão, tal qual um ciclo de Deming ou ciclo PDCA (sigla derivada do inglês: Plan Do Check Act), conforme Figura 8:

Figura 8. Ciclo PDCA



Fonte: elaboração própria

61. A norma “**Diretrizes para Elaboração dos Relatórios Técnicos Referentes às Novas Instalações da Rede Básica**” (peça 90) possui um aspecto mais operacional, pois cuida dos relatórios Rs (R1, R2, R3, R4 e R5) que serão usados na implementação das novas linhas de transmissão. Ao examinar quatro versões desse documento (2005, 2018, 2020 e uma versão enviada pela EPE e ainda em análise pelo MME), também não foram identificados indicadores sobre o planejamento implementado. Nas versões de 2018, de 2020 (vigente) e aquela em análise pelo MME (peça 91), informam que o relatório R1 contém anexos técnicos que auxiliam na “**avaliação dos resultados obtidos em cada um desses relatórios em relação ao preconizado originalmente**” (destaques nossos). Assim, existe uma análise de adequação dos demais Rs em relação ao que foi previsto no R1 e demais orientações da EPE, mas há um controle de adequação sem viés de mensurar a qualidade do planejamento da expansão dos sistemas de transmissão. Nesse caso, há apenas uma análise de aderência ao estabelecido pelo R1.

62. A Portaria MME 215/2020 (peça 92) estabelece diretrizes para a elaboração do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE, desde a concepção dos Estudos de Planejamento da Transmissão até a realização dos Leilões para a Ampliação dos Sistemas de

*Transmissão. Tal portaria determina, no § 3º do art. 6º, que o “documento sobre as Diretrizes para a elaboração dos Relatórios Técnicos que subsidiam a instrução dos Leilões de Transmissão **incluirá a definição de marcos para a avaliação de qualidade dos resultados, incluídos os parciais, e conformidade com as Diretrizes, a ser exercida pela EPE**” (destaques nossos). No entanto, em resposta ao Ofício 113/2023- TCU/AudElétrica, a EPE informou (peça 68, p. 4) que esses marcos se traduzem em verificações de adequações, a exemplo daquelas verificações que podem constar no próprio Relatório RI emitido pela EPE.*

63. O Decreto Federal 9.203/2017 dispõe sobre a política de governança da administração pública federal direta, autárquica e fundacional. Especificamente no inciso III, do artigo 4º, estabelece que são diretrizes da governança pública “monitorar o desempenho e avaliar a concepção, a implementação e os resultados das políticas e das ações prioritárias para assegurar que as diretrizes estratégicas sejam observadas”. Já no art. 6º, o Decreto determina que cabe à alta administração dos órgãos e entidades instituir mecanismos e práticas de governança que incluam, no mínimo, “formas de acompanhamento de resultados”. Assim, ratifica-se a coerente necessidade de haver ferramentas para monitorar o desempenho e avaliar os resultados num contexto de boa governança.

64. Ao analisar o Referencial de Controle de Políticas Públicas do TCU, depara-se com uma descrição do que seria política pública e a aderência semântica entre o enunciado do Referencial e o processo de planejamento de expansão do sistema de transmissão de energia elétrica: “ao conjunto de diretrizes e intervenções do estado, feitas por pessoas físicas e jurídicas, públicas e/ou privadas, com vistas a tratar o problema público, dá-se o nome de políticas públicas, sendo que, em nível federal, os Ministérios são os principais responsáveis pela formulação das políticas públicas”. Nota-se que o processo de expansão do sistema de transmissão possui um produto continuamente entregue: um sistema de transmissão que atenda às necessidades do país, ou seja, transmissão de energia elétrica feita de forma adequada, segura e módica. Assim, trata-se indubitavelmente de uma política pública em sentido amplo, haja vista a essencialidade da energia elétrica como item básico de cidadania plena e sua disponibilidade é um problema perene a ser resolvido, almejando-se a solução ótima com menor custo. Dessa forma, denota-se a importância de critérios e indicadores para que haja monitoramento contínuo e avaliação de eficiência e efetividade a fim de proporcionar um ciclo de melhoria contínua do processo de planejamento relacionado à política de expansão da transmissão de energia elétrica no Brasil.

65. Ao analisar o PET/PELP, 1º semestre de 2022, percebe-se que o documento apresenta um descritivo das obras a serem implantadas num horizonte de 6 anos, no caso do PET, ou acima desse horizonte no PELP, incluindo seus valores estimados por unidade da federação, a respectiva data de energização e os benefícios esperados. Contudo, não há qualquer menção a instrumentos de controle ou indicadores no documento. Interessante observar que há um anexo (anexo 8.1 – Empreendimentos excluídos; 8.2 – Empreendimentos incluídos; e 8.3- Empreendimentos Modificados) que apresenta as diferenças em relação ao PET do ciclo anterior, descrevendo a razão de uma determinada obra não mais constar no PET atual, transparecendo um controle de alterações com suas justificativas. As mesmas observações são feitas em relação ao PET/PELP, 1º semestre de 2023.

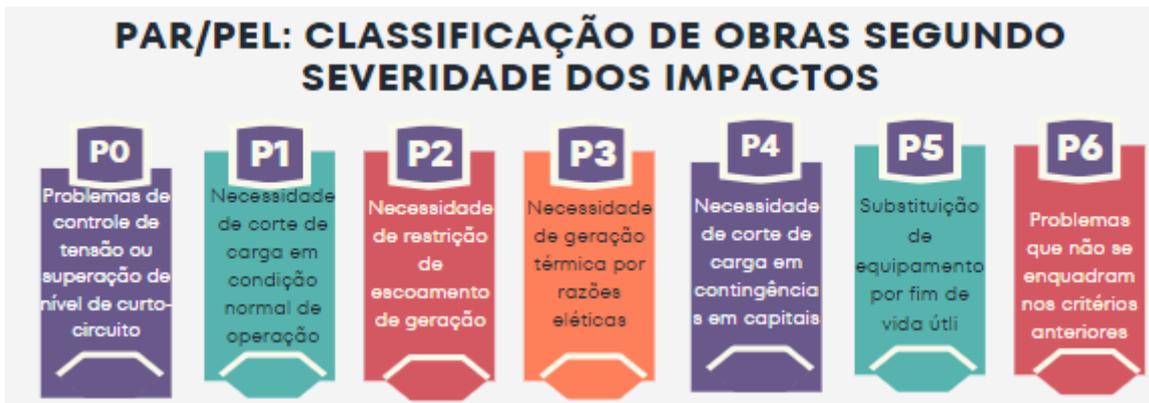
66. O Plano de Ampliações e Reforços (PAR) é elaborado anualmente pelo ONS e apresenta as ampliações e os reforços para o adequado desempenho da rede. O planejamento anual da operação elétrica de médio prazo tem como resultado o Plano da Operação Elétrica (PEL) com objetivo de realizar um diagnóstico do desempenho do SIN, sob o ponto de vista de atendimento aos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede. O Volume I, tomo 1, do PAR/PEL, ciclo 2022-2026, relata (peça 93, p. 8) que “em virtude das dificuldades intrínsecas a todo o processo que envolve desde o planejamento de um novo empreendimento até a sua efetiva entrada em operação comercial, neste volume é apresentada **uma classificação das obras que irão solucionar problemas já**

*existentes na Rede ou que podem ocorrer nos próximos dois anos do ciclo de planejamento” (destaques nossos).*

67. Importa notar que há obras que são indicadas para solucionar problemas, mostrando qual deveria ser a ação a ser tomada (divididas em 4 extratos: “revisar a outorga”, “agilizar a outorga”, “agilizar o licenciamento” ou “agilizar implementação”). Além disso, há uma hierarquização do nível de severidade com 7 níveis de prioridade (P0 até P6) – Figura 9. Contudo, percebe-se o esforço sobre a melhor execução possível do que foi planejado e a resolução de problemas existentes na rede, mas sem haver indicadores que possam orientar os futuros planejamentos da expansão ou possível verificação do nível de efetividade com a resolução dos problemas apontados.

68. Ressalta-se que o ONS, no Tomo 3 do Volume I do PAR/PEL ciclo 2023-2027 (peça 94, p. 15), destaca a “criação do critério adicional P0 de priorização de obras do SIN. Ação que contribuiu para que a ANEEL promovesse as autorizações de praticamente todos os equipamentos recomendados em ciclos anteriores com maior celeridade” (destaques nossos). Assim, dentro do contexto de priorização de ações do ONS, materializa-se o benefício que critérios e indicadores podem agregar nas ações demandadas ou aperfeiçoamento de processos.

Figura 9. Classificação de obras segunda severidade dos impactos



Fonte: adaptado de PAR/PEL ciclo 2023-2027 (peça 95).

69. O Plano Plurianual (PPA) define as diretrizes, os objetivos e as metas da administração pública federal, contemplando as despesas de capital (os investimentos) e outras delas decorrentes, além daquelas relativas aos programas de duração continuada. O PPA é estabelecido por lei, com vigência de quatro anos. O art. 3º, inciso II, da Lei 13.971/2019, que cuidou do PPA para o ciclo 2020-2023, aponta como diretrizes do plano “a busca contínua pelo aprimoramento da qualidade do gasto público, por meio da adoção de indicadores e metas que possibilitem a mensuração da eficácia das políticas públicas” (destaques nossos). Já o novo PPA 2024-2027, semelhante ao anterior, possui o programa Finalístico 0012 - Expandir o sistema de transmissão de energia elétrica (Anexo III do PPA 2024-2027). Esse programa tem como indicador a expansão em quilômetros das linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no sistema elétrico Brasileiro. Portanto, há um indicador de realização para os produtos, ou seja, a construção das linhas de transmissão de energia elétrica. Contudo, tal indicador não possui o condão de avaliar o processo de planejamento ou os produtos em seus aspectos de eficiência ou efetividade, mas materializa mais uma vez a importância da existência de indicadores.

Figura 10. Indicador de expansão do sistema de transmissão de energia elétrica

0012 - Expandir o sistema de transmissão de energia elétrica					
Indicador do Objetivo Específico	Linhas de transmissão de energia elétrica instaladas no sistema elétrico brasileiro				
Linha de Base do Indicador	164.178	Unidade de Medida	km	Meta Cumulativa?	Sim
Meta do Indicador	2024	2025	2026	2027	
		189.591	192.757	194.278	199.053

Fonte: Anexo III do PPA 2024-2027 (peça 96)

70. Nesse mesmo diapasão, a Aneel informa que aplica o Índice Aneel de Situação das Outorgas de Transmissão – IASO-T, que é um índice de planejamento estratégico da Agência para acompanhar o cumprimento dos prazos das concessões de transmissão em implantação. Calculado anualmente, o IASO-T é obtido ao dividir a Receita Anual Permitida – RAP de todos os empreendimentos **com cronograma de implantação em dia** no ano anterior, pela RAP total dos empreendimentos em implantação naquele ano, licitados ou autorizados.

Figura 11. Índice Aneel de Situação das Outorgas de Transmissão – IASO-T

Ano	Apurado (%)
2018	95,15
2019	88,27
2020	79,90
2021	80,77
2022	69,42
2023	*Apurado em jan/24

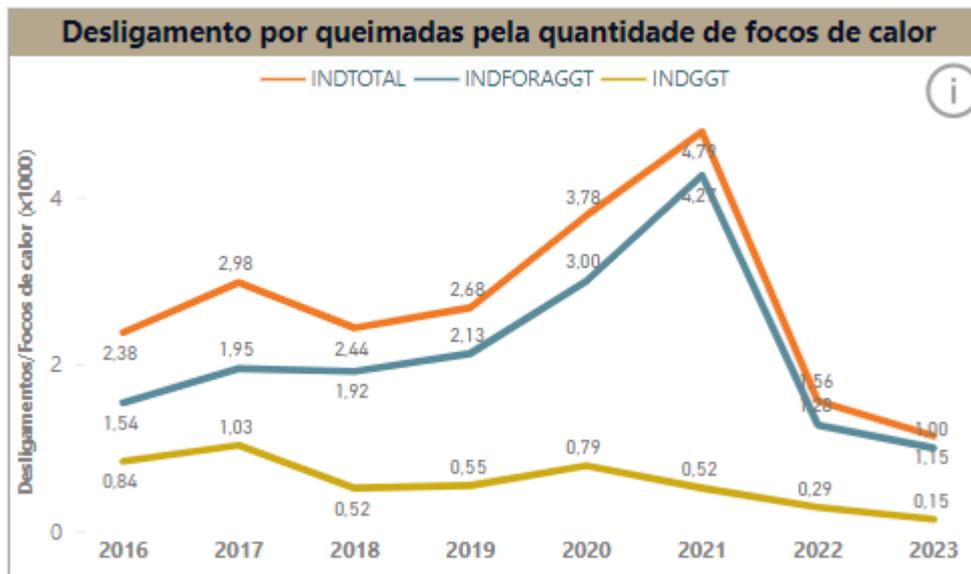
Fonte: Aneel, peça 68, p. 3

71. Portanto, a Agência acompanha com esse indicador a execução física das implantações das linhas de transmissão em relação aos valores de RAP, trazendo um parâmetro importante para acompanhar o processo de implantação dos empreendimentos licitados/autorizados. No entanto, esse indicador não é adequado para monitorar aspectos de eficácia, eficiência e efetividade do planejamento da expansão da transmissão, mas sim a execução daquilo que foi planejado, cuja importância também é indiscutível.

72. Interessante observar, nos dados apurados do IASO-T acima, que o indicador tem mostrado uma tendência de queda, ou seja, mais empreendimentos (ou empreendimentos mais relevantes) estão apresentando atrasos frente ao cronograma previsto. Essa informação pode servir de alerta para que a Agência busque entender os motivos dos atrasos e tome medidas para mitigar possíveis problemas advindos do não cumprimento dos cronogramas.

73. Dentro do mesmo contexto, a Agência também utiliza o geoprocessamento no sistema denominado Sistema de Gestão Geoespacializada da Transmissão – GGT e um indicador de desligamentos por queimadas. Em 2021, a quantidade de desligamentos por queimadas reduziu 83% nas linhas monitoradas pelo sistema GGT. A Figura 12 mostra como as linhas acompanhadas pelo GGT ( $INDGGT = \frac{\text{Quant. de desligamentos por queimadas de LT dentro do GGT}}{\text{quantidade de focos de calor registrados}} \times 1000$ ) possuem redução expressiva do índice em comparação àquelas não acompanhadas pelo GGT ( $INDFORAGGT = \frac{\text{Quant. de desligamentos por queimadas de LT fora do GGT}}{\text{quantidade de focos de calor registrados}} \times 1000$ ). O INDTOTAL é calculado pela fórmula:  $INDTOTAL = \frac{\text{Quant. de desligamentos por queimadas}}{\text{quantidade de focos de calor registrados}} \times 1000$ .

Figura 12. Desligamento por queimadas em LTs – GGT



Fonte: Aneel, peça 97, p. 1

74. Nesse caso específico, a criação do indicador demonstra a melhora no resultado das linhas monitoradas em relação às não monitoradas.

75. Também na Aneel, destaca-se a utilização do indicador denominado “Indicador de Reforços de Pequeno Porte-IRPP” que reduziu drasticamente o retrabalho da Agência ao analisar as obras recomendadas pelo ONS constantes do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE. Vale lembrar que foi constatado durante a realização da Consulta Pública 30/2020 que o aproveitamento dos reforços de pequeno porte propostos pelo ONS estavam muito baixos (inferiores a 50%) – peça 33, p. 4. O ONS, em relação ao referido indicador, destaca, em resposta ao Ofício de requisição 71/2023-TCU/AudElétrica, que (peça 39, p. 11):

Adicionalmente, com objetivo avaliar a qualidade da indicação de novos reforços de pequeno porte no POTEE publicado pelo ONS, entrou em vigor em 1º de janeiro de 2022, a Resolução Homologatória ANEEL nº 3.005 de 14/12/2021. Nela foi estabelecido o Indicador de Reforços de Pequeno Porte (IRPP), dentre os indicadores de desempenho relacionados às diversas atividades realizadas pelo ONS. (destaques nossos)

76. Assim, após a adoção de melhorias no processo de proposição dessas obras, inclusive com a criação do referido indicador, houve uma evolução no índice de aproveitamento, chegando a 100% no POTEE 2023-1ª Emissão (peça 33, p. 4).

77. Também nessa situação narrada, a existência de um indicador ajudou o acompanhamento de um processo ou programa, trazendo um panorama dos resultados alcançados e sinalizando a necessidade de adoção de medidas para possíveis correções de rumo.

78. Por toda análise feita, nota-se que há uma carência de indicadores de controle de resultados do planejamento da expansão da transmissão de energia elétrica e que há potenciais benefícios que justificam o estudo a fim de implementar tais indicadores. Como possível indicador, a equipe identificou que a quantidade de obras com “necessidade imediata” nos POTEEs emitidos pode ser uma alternativa para verificar a capacidade preditiva dos planejamentos realizados, haja vista não ser esperado que a maior parte das obras que estejam nos POTEEs tenham necessidade imediata, sob pena de desconfigurar os planejamentos da expansão ou revelar um viés mais reativo do que prospectivo das atividades de planejamento. Materializando tal indicador, citamos que o índice de obras com necessidade imediata nos POTEEs emitidos pelo MME nos últimos 3 anos foi de 78%. Esse problema já havia sido apontado na Auditoria Operacional sobre Reforços e Melhorias, quando 66%

dos reforços de grande porte previstos no POTEE/2020 já tinha necessidade imediata. Esse número era 72% no POTEE/2019 (TC 035.319/2020-8).

Tabela 2. Percentual de obras com necessidade imediata – POTEE/MME

Tipo/Ano	2021	2022	2023
Ampliação	78%	88%	90%
Reforços	61%	75%	64%
Total	69%	84%	82%
Média Geral	78%		

Fonte: elaboração própria, peça 98

79. Por fim, após a análise dos comentários apresentados pelos gestores em relação a tal item, contida no Apêndice A deste relatório, considera-se pertinente, então, **expedir recomendação ao MME**, com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU c/c o art. 11 da Resolução – TCU 315/2020, para que estude, em **conjunto com a EPE, ONS e Aneel**, a adoção de indicadores capazes de avaliar a qualidade, eficácia, eficiência e efetividade do processo de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, garantindo a retroalimentação e o constante aperfeiçoamento.

### **III.2. Questão 2: Há transparência dos impactos estimados dos investimentos na expansão do sistema de transmissão nas tarifas de energia elétrica?**

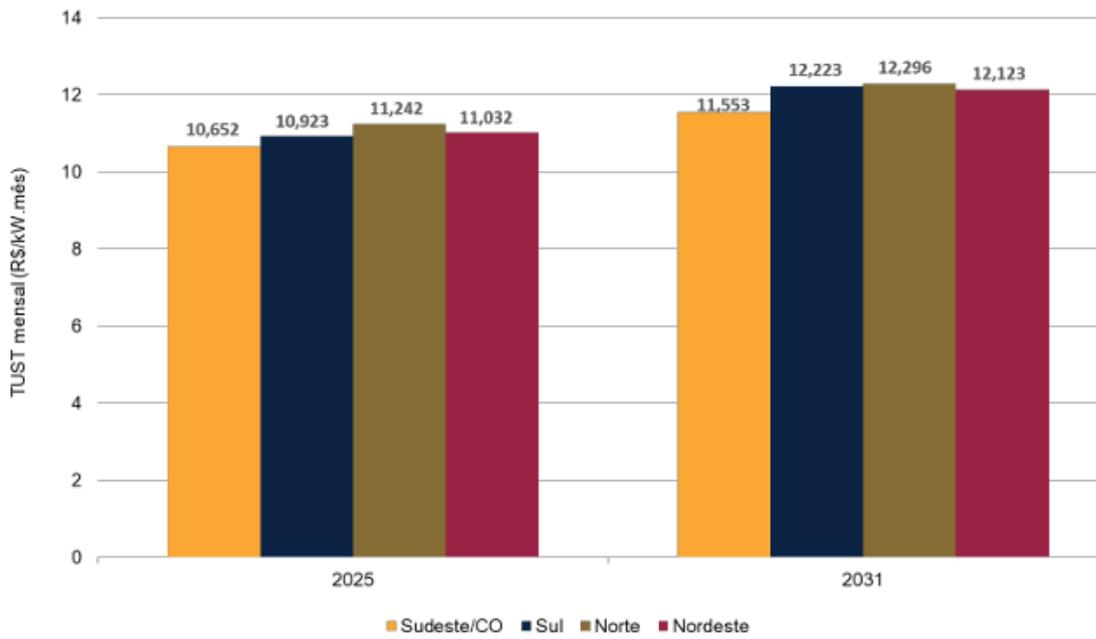
80. Em resposta a essa questão, constatou-se que há oportunidades de melhorias na divulgação dos impactos estimados dos investimentos na expansão do sistema de transmissão.

81. Além disso, foi identificado que há distribuidoras de energia que apresentam falhas na divulgação das funções de custo aos consumidores, frente ao previsto no módulo 11 das Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist).

#### **III.2.1. Necessidade de melhorias na divulgação dos custos de transmissão.**

82. Feita uma análise do PDE-2031, no capítulo sobre o sistema de transmissão, verificou-se a produção de estimativas da evolução dos valores das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST para caracterizar o impacto dos investimentos associados à expansão da rede de transmissão planejada. Com as devidas aproximações, o PDE-2031 divulga uma projeção da TUST por região para os anos de 2025 e de 2031, conforme Figura 13 (peça 81, p. 144).

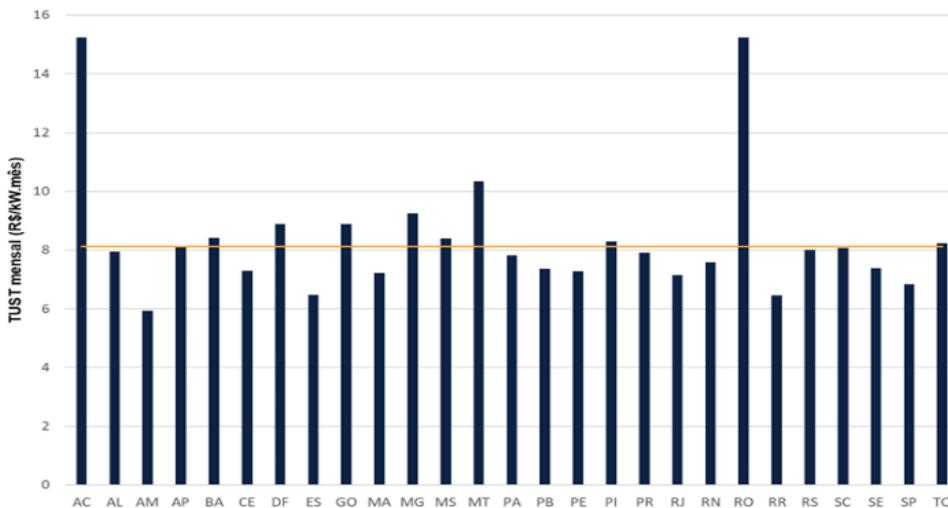
Figura 13. Valores médios de TUST-carga média nos anos 2025 e 2031



Fonte: PDE-2031

83. Ainda em relação ao PDE, na resposta ao Ofício de Requisição 113/2023-TCU/AudElétrica, a EPE esclarece que realiza divulgação prospectiva dos impactos na tarifa de energia elétrica acarretados pelo planejamento da expansão da transmissão. Esses “resultados são apresentados de forma gráfica e trazem a evolução estimada das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST tanto para o segmento consumo quanto para o segmento de geração” (peça 68, p. 9), como se vê na Figura 14.

Figura 14. Valores médios da TUST-geração por Unidade da Federação, ciclo 2028-2029



Fonte: PDE, 2031

84. Em um segundo prisma, foi verificado como a Aneel divulga os impactos da expansão do sistema de transmissão sobre as tarifas de energia. Analisando a resposta da Agência (peça 64) ao Ofício de Requisição 112/2023-TCU/AudElétrica, foi identificado que a Aneel apresenta uma projeção por barra, ou seja, nas subestações; mas os valores são pouco representativos para o consumidor médio. Contudo, a divulgação feita pela Aneel é mais detalhada do que aquela apresentada nos PDEs, pois abrange dados “na ponta” e “fora da ponta”, além de haver uma estimativa para os três ciclos tarifários seguintes, o que agrega maior valor prospectivo para o consumidor.

Figura 15. Valores da TUST divulgados pela Aneel



## TUST - Rede Básica



Fonte: Aneel (peça 97, p. 2)

85. Assim, reunindo os pontos positivos das informações disponibilizadas pela EPE dentro do PDE e da Aneel por meio de painel dinâmico (PowerBI), seria mais relevante para o consumidor que houvesse uma divulgação de estimativa de aumento da TUST nos próximos ciclos tarifários por Unidade Federativa (como feito no PDE 2031) ou por área de concessão da distribuidora, por exemplo.

86. O Decreto 11.529/2023, que dispõe sobre o Sistema de Integridade, Transparência e Acesso à Informação da Administração Pública Federal e a Política de Transparência e Acesso à Informação da Administração Pública Federal, elenca, no seu art. 11, uma série de princípios e objetivos da Política de Transparência e Acesso à Informação da Administração Pública Federal, cabendo destacar entre eles, em relação ao caso concreto que se analisa, os incisos V, VIII, IX e XII:

**V – utilização de linguagem acessível e de fácil compreensão;**

(...)

**VIII – foco no cidadão para definição de prioridades de transparência ativa e abertura de dados e informações;**

**IX – participação da sociedade na formulação, na execução e no monitoramento das políticas públicas e no controle da aplicação de seus recursos;**

(...)

**XII – melhoria da gestão das informações disponibilizadas pela administração pública federal para a provisão mais eficaz e eficiente de serviços públicos e para a prestação de contas adequada à sociedade; (destaques nossos)**

87. Assim, julga-se que deve haver um aprimoramento na forma como as informações são publicadas a fim de fortalecer a prestação de contas, tornar a linguagem mais acessível e de fácil compreensão com foco no cidadão, fomentando maior participação da sociedade, em linha com os ditames do referido decreto.

88. Como exemplos de comunicação mais efetiva, pode-se mencionar: a) o painel da Aneel intitulado como “Subsidiômetro”, onde se mostram os vários componentes dos subsídios (encargos)

que existem na tarifa de energia elétrica (Figura 16); b) o painel “Relatório de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE”, onde se discriminam todos os componentes da CDE e seus valores desde 2013; e c) o Painel “Tarifa Residencial” que apresenta os valores médios por função de custo, com boa comunicação visual.

Figura 16. Valores dos subsídios no setor elétrico brasileiro



Fonte: Aneel (peça 97, p. 3)

89. Dessa forma, considera-se pertinente **expedir recomendação à Aneel**, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c o art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, para que estude melhorias na publicação do painel “TUST-Rede Básica” a fim de conferir maior utilidade às informações divulgadas para o consumidor, obedecendo aos princípios do Decreto 11.529/2023 (por exemplo agregando os valores por UF ou área de concessão).

III.2.2. A informação sobre o valor da “Transmissão” divulgado no painel sobre tarifas residenciais da Aneel não retrata adequadamente o custo da transmissão.

90. Especificamente em relação ao cálculo da TUST e como os valores relativos ao custo de transmissão são mostrados no painel “Tarifa residencial” divulgado pela Aneel, relevante examinar a composição dessa parcela.

Figura 17. Painel “Tarifa Residencial” divulgado pela Aneel

# TARIFA RESIDENCIAL

## EVOLUÇÃO POR FUNÇÃO DE CUSTO

Tipo de Distribuidora

- Concessionária
- Permissionária

Empresa

Todos

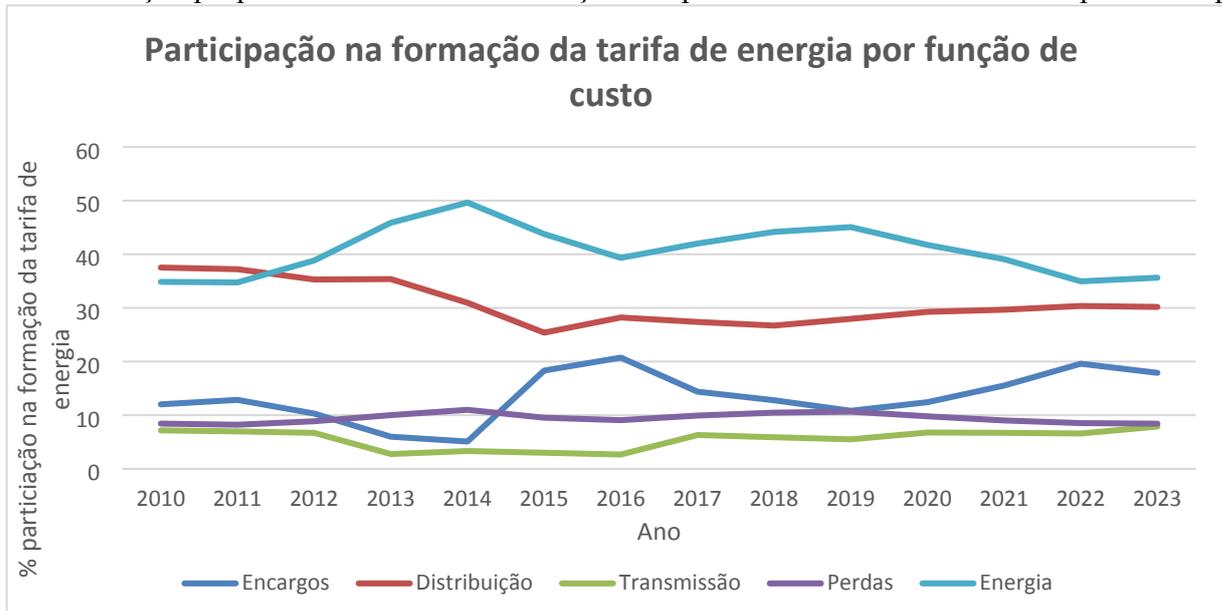


Fonte: Aneel (peça 97, p. 4)

91. O montante relativo à transmissão é o menor dentre todas as parcelas da tarifa, em que pese ela vir crescendo nos últimos anos e ficando em torno dos 7%, conforme é possível visualizar na Figura 18:

Figura 18. Participação na formação da tarifa de energia por função de custo

Fonte: Elaboração própria com base nas informações do painel de “Tarifa Residencial” publicado pela



Aneel.

92. Tendo por base o documento da EPE denominado “Cálculo da TUST – Análise de sensibilidade” (peça 99), a TUST é composta por 2 fatores: um conhecido como componente “locacional”, que permite diferenciar os pontos quanto à sua atratividade e uso eficiente da rede, e outro denominado “selo”, que complementa a remuneração do custo total por meio de rateio médio entre os agentes. Para cada ponto da rede calcula-se um valor de TUST-Geração e de TUST-Carga, cada qual com suas componentes locacional e selo. Dessa forma, a somatória dos produtos dessas tarifas pelos montantes de geração e/ou carga conectado em cada ponto deve produzir o valor da Receita Anual Permitida (RAP) que deve ser arrecadado. Inicialmente, é estabelecido um rateio entre

geração e carga na proporção de 50%.

93. Feita essa primeira explicação, cumpre acrescentar a resposta da Aneel ao Ofício de Requisição 113/2023/AudElétrica quanto ao cálculo tarifário e sua composição. Tal resposta reproduz a Figura 19, que discrimina os componentes da tarifa residencial (peça 64, p. 7).

Figura 19. Componentes tarifários apresentados na fatura

Custo	Faturamento dos componentes tarifários associados
Energia	TE-ENERGIA, TE-TRANSPORTE e bandeira tarifária em vigor
Serviços de Distribuição	TUSD – FIO B
Transmissão	TUSD – FIO A
Perdas de Energia	TUSD – PERDAS e TE -PERDAS
Encargos Setoriais	TUSD – ENCARGOS e TE - ENCARGOS
Outros	TUSD – OUTROS e TE - OUTROS

Fonte: Aneel

94. A discriminação das parcelas de custo acima é derivada da forma como o cálculo é realizado na metodologia definida no Módulo 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret). Essa estrutura da tarifa é uma forma de apresentar os custos de cada parcela e não está incorreta. Contudo, pode levar a conclusões equivocadas sobre o real custo dos sistemas de transmissão.

95. Conjugando as informações sobre composição da tarifa e a formação dos valores da TUST (que compõe a parcela TUSD-Fio A, segundo consta no Módulo 7 do Proret), pode-se perceber que os montantes associados à função de custos “transmissão” mostrados no referido painel de “Tarifa residencial” publicado pela Aneel representa de forma geral apenas metade do total a ser considerado como custos de transmissão. Certamente essa visão por função de custo é relevante e mostra como é a composição da tarifa residencial, mas não retrata fidedignamente seus reais custos.

96. O gerador fica responsável por aproximadamente 50% da TUST, mas ela passa a fazer parte da sua estrutura de custos que é repassada aos consumidores, compondo o seu preço de venda da energia. Importante notar na Figura 18 que a parcela da energia é a mais representativa dentre aquelas que compõe a tarifa. No entanto, conforme explicitado, ela carrega um relevante montante que visa arcar com os custos de transmissão.

97. Além disso, é importante lembrar que existe uma outra parcela que é responsável por ressarcir parte dos custos com a transmissão que se encontra na componente dos encargos: os descontos no fio que são dados às fontes incentivadas, decorrente do art. 26 da Lei 9.427/1996, alterado pela Lei 14.120/2021. Esses geradores têm desconto das tarifas de uso da rede, mas esses custos são subsidiados pelos consumidores por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Pelo painel “Subsidiômetro” da Aneel, apresentado na Figura 16, é possível verificar que ele é um dos encargos mais relevantes, com gastos superiores à R\$ 10 bilhões apenas no ano de 2023. O fim dos descontos do uso da rede para fontes incentivadas e seu impacto no setor – conhecido como “Corrida do Ouro” foi objetivo de análise pelo Tribunal no âmbito do TC 017.027/2022-5.

98. Então, além dos 50% da TUST que cabe aos geradores, existem outras duas “parcelas” que também devem ser consideradas para demonstrar de forma mais aderente a participação da transmissão no custo total da tarifa. Destarte, o percentual aproximado de 7% de participação da transmissão na tarifa, anteriormente mencionado, não engloba todo o custo real dos sistemas de transmissão de energia.

99. Apesar de a informação divulgada pela Aneel no painel “Tarifa Residencial” ter a sua utilidade, por apresentar as funções de custo da forma como elas são cobradas dos consumidores, e

*estar aderente à metodologia do Proret, ela não retrata adequadamente o custo de cada parcela, em especial da transmissão, que se encontra diluída em outras rubricas. Seria, portanto, interessante a divulgação da informação, em outros painéis, demonstrando os valores de participação efetiva por segmento (geração, transmissão, distribuição, perdas etc.) para se ter maior clareza sobre os reais impactos desses custos sobre a tarifa.*

*100. Assim, entende-se cabível **propor recomendação à Aneel**, com fundamento no art. 250, inciso II do Regimento Interno do TCU c/c o art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, para que estude aperfeiçoamentos na forma de divulgação das parcelas da tarifa de energia a fim de retratar os custos de transmissão de forma mais aderente a sua efetiva participação no valor total da tarifa, buscando apresentar, em outros painéis, informação que demonstre os valores por segmento (considerando parcelas que se encontram embutidas em outras funções de custo).*

III.2.3. *Distribuidoras que não disponibilizam as informações sobre os valores e percentuais das funções de custo*

*101. No que concerne à divulgação de informações sobre as funções de custo, foram identificadas distribuidoras que não fornecem o acesso a esses dados aos consumidores.*

*102. As funções de custo, como já mencionado no achado anterior, representam as parcelas que compõem a tarifa de energia: energia, distribuição, transmissão, encargos, perdas e outras. É o somatório dessas parcelas que resultará no valor total a ser pago pelos consumidores.*

*103. A norma vigente que regula a disposição das informações obrigatórias na fatura de energia é o Módulo 11 dos Procedimentos de Distribuição – Prodist, anexo da Resolução Normativa-Aneel 956/2021. O item de número 6 disciplina as informações que são obrigatoriamente exibidas nas tarifas de energia:*

*6. As **informações obrigatórias** que devem constar **em todas as faturas** são as relacionadas:*

- a) à identificação do usuário do sistema de distribuição;*
- b) à identificação da unidade consumidora ou ponto de acesso;*
- c) ao que é necessário para efetuar o pagamento;*
- d) às quantidades e valores relativos aos produtos e serviços prestados;*
- e) impostos e contribuições incidentes sobre o faturamento;*
- f) ao histórico de faturamento; e*
- g) aos interesses dos usuários do sistema de distribuição. (destaques nossos)*

*104. Contudo, o item de número 53 representa aquelas informações que devem estar disponíveis a qualquer momento para o usuário por meio da sua área de acesso restrito. São as informações obrigatórias suplementares:*

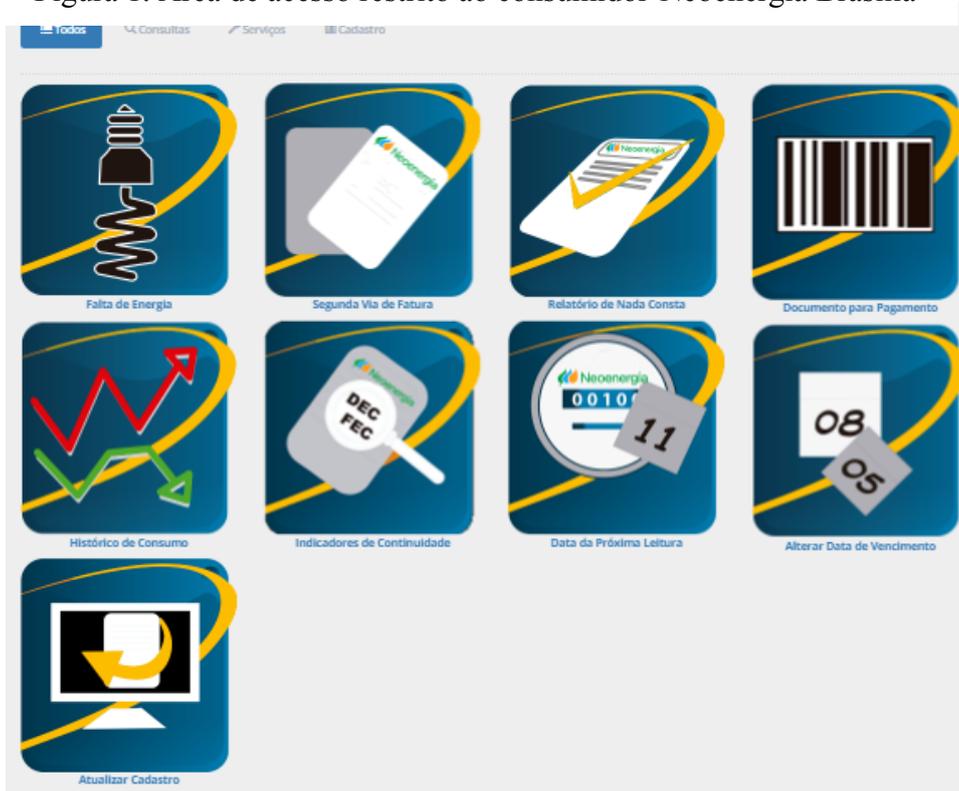
*53. A distribuidora deve disponibilizar a todos os consumidores do Grupo B, para consulta, os valores cobrados, no mínimo, nas últimas 13 faturas, desmembrados em valor e em percentual que representam do total da fatura correspondente, referentes:*

- a) à energia;*
- b) ao serviço de distribuição;*
- c) ao serviço de transmissão;*
- d) aos encargos setoriais;*
- e) às perdas;*

- f) aos tributos cobrados sobre o faturamento; e
- g) aos demais itens cobrados na fatura, quando aplicável.

105. Ocorre que, em análises feitas na auditoria, foram identificadas distribuidoras que não cumprem o item 53, a exemplo da Neoenergia em Brasília, como mostra a Figura 20.

Figura 1. Área de acesso restrito ao consumidor-Neoenergia Brasília



Fonte: Elaboração própria com base em informações acessadas na página da distribuidora

106. A imagem obtida em área de acesso restrito mostra todos os serviços disponíveis ao consumidor, mas não há nenhuma opção que, ao ser acessada, forneça as informações que cumprem o item 53 do Módulo 11 do Prodist. A Amazonas Energia foi outra distribuidora de energia em que não foram localizadas essas informações na área de acesso restrito do consumidor.

107. Já a análise da distribuidora Energisa-MS mostra tal cumprimento. Ao adentrar à área de acesso restrito, o usuário visualiza uma região com “serviços disponíveis” e dentro dela há a opção “minhas faturas” (Figura 21).

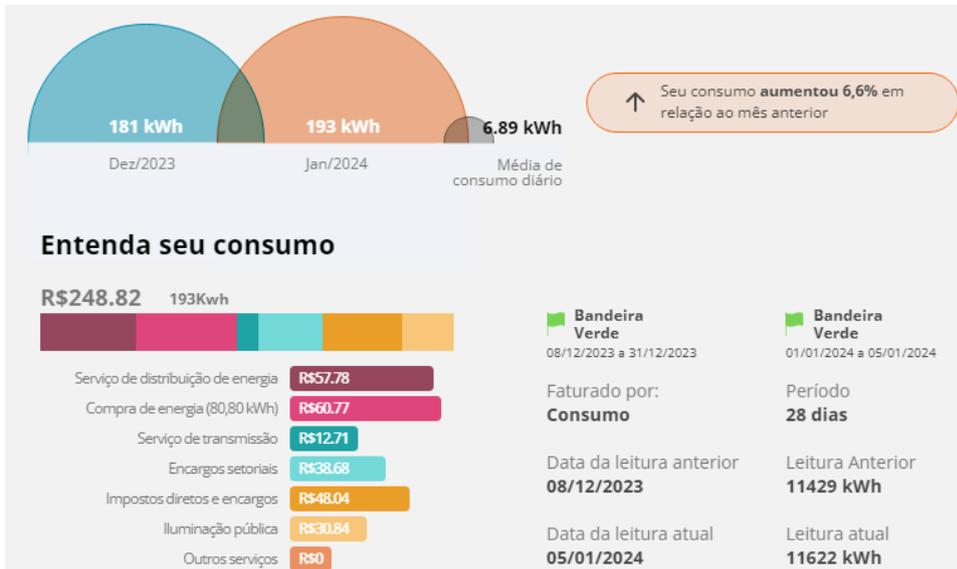
Figura 21. Área de acesso restrito-Energisa-MS-Serviços



Fonte: Elaboração própria com base em informações acessadas na página da distribuidora

108. Acessando essa opção, abrem-se as faturas do cliente e um botão “Ver detalhes” ao lado de cada uma delas. Ao acessar esse botão, mostram-se as parcelas que compõem a fatura em si. Assim, as parcelas que compõem a fatura são exibidas ao consumidor de acordo com o item 53 do Prodist.

Figura 23. Área de acesso restrito-Energisa-MS-funções de custo



Fonte: Elaboração própria com base em informações acessada na página da distribuidora

109. Registra-se que o contexto atual, em que a abertura total do mercado está em horizonte cada vez mais próximo, conduz à reavaliação da relevância dessas informações, sobretudo os valores relativos ao componente “energia” que será determinante para a tomada de decisão dos consumidores e cuja transparência será fundamental. Adicionalmente, as tarifas de energia já possuem um espaço reservado para mensagens ou informações que podem ser utilizadas para aumentar a transparência e a utilidade das informações ao consumidor. Cabe mencionar que há a previsão obrigatória, letra “g”, item 6 do Módulo 11 do Prodist, de inserir nas tarifas informações de interesse dos usuários do sistema de distribuição.

110. As evidências aqui apresentadas podem ser entendidas como falha da fiscalização da Aneel, ao não verificar o cumprimento das regras impostas pelo Regulador, conforme suas competências legais, aos entes regulados. No entanto, na fase de comentários dos gestores ao relatório preliminar, conforme Apêndice A, a Aneel disse estar ciente da situação e adotando medidas para melhor caracterizar eventuais irregularidades cometidas pelas distribuidoras por meio de envio de ofício circular, com prazo para resposta até 10 de maio de 2024 (peça 130, p. 8), cujo conteúdo contém questionário sobre as informações disponibilizadas no site da distribuidora, abrangendo as informações do Módulo 11. A Agência informa que as respostas recebidas já estão sendo avaliadas pelas unidades técnicas e as devidas providências serão tomadas (peça 130, p. 10).

111. Por outro lado, ao analisar normas da Aneel sobre o assunto, foi identificada uma relativa controvérsia entre o Módulo 11 do Prodist e Submódulo 7.4 do Proret (REN-Aneel 1.060/2023). O Módulo 11 do Prodist foi utilizado nas análises anteriores e seu item 50 traz a indicação de que “as informações suplementares devem ser disponibilizadas aos usuários por meio de área de acesso restrito no sítio da distribuidora na Internet”. Contudo, o Submódulo 7.1 do PRORET traz em seu item 12 a possibilidade de as informações sobre as funções de custo serem disponibilizadas ao consumidor por meio do sítio eletrônico, de comunicado ou da fatura de energia elétrica.

12. DA FATURA DO CONSUMIDOR FINAL

30. A distribuidora deve disponibilizar aos consumidores do grupo B e aos consumidores do grupo A optantes pelas tarifas do grupo B, o valor correspondente à energia, ao serviço de distribuição, à transmissão, às perdas de energia, aos encargos setoriais e aos tributos.

31. A informação mencionada no item anterior dar-se-á pela **disponibilização** da mesma no sítio da distribuidora, por meio de comunicado aos consumidores ou pela fatura de energia elétrica. (destaques nossos)

112. Nesse escopo, vislumbra-se margem para diferentes interpretações pelas distribuidoras de energia, resultando em não uniformidade na divulgação das tarifas de energia e falta de informação necessária à participação social, indicando possível contradição entre as normas vigentes, já que o Prodist determina a disponibilização no sítio da distribuidora e o Proret faculta o fornecimento dos dados em uma das três opções elencadas acima. Na oportunidade dos comentários dos gestores (Apêndice A), a Aneel se comprometeu com a compatibilização dos procedimentos (Prodist e Proret) no próximo processo de revisão a que cada um deles for submetido (peça 130, p. 11).

113. Dessa forma, considera-se pertinente deixar de dar ciência à Aneel, com fundamento no inciso I do art. 16 da Resolução-TCU 315, de 2020, tendo em conta que a unidade jurisdicionada dispõe-se a corrigir as eventuais irregularidades cometidas pelas distribuidoras na divulgação das informações suplementares obrigatórias e a incompatibilidade entre os normativos Prodist e Proret até o próximo processo de revisão do Proret e do Prodist, sem prejuízo de que o TCU verifique a efetiva implementação e os impactos dela resultantes.

114. Além disso, após a análise dos comentários dos gestores contida no Apêndice A deste relatório, entende-se que cabe proposta de **recomendação à Aneel**, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, para que estude a possibilidade regulatória de as distribuidoras informarem em área apropriada nas faturas de energia que os valores referentes às “funções de custo” (Energia, Transmissão, Distribuição e Encargos) estão disponíveis em área privativa dos consumidores no site da distribuidora.

**III.3. Questão 3: Os estudos de expansão da transmissão têm considerado a adoção de novas tecnologias nas alternativas a serem avaliadas na medida em que essas se tornam operacionais?**

115. Em relação a adoção de novas tecnologias disponíveis para uso nos sistemas de transmissão, constatou-se a necessidade de se aprimorar os modelos e sistemas computacionais que suportam o planejamento da expansão da transmissão, visando retratar de maneira adequada essas novas tecnologias entre as alternativas a serem avaliadas pelo planejador.

116. Além disso, verificou-se, também, a existência de barreiras regulatórias que dificultam a integração dessas tecnologias ao Setor Elétrico Brasileiro – SEB, conforme será detalhado nos achados a seguir.

III.3.1. Carência de modelos e sistemas computacionais que consigam retratar de maneira adequada as novas tecnologias entre as alternativas a serem consideradas pelo planejamento na expansão da transmissão

117. Identificou-se que as ferramentas computacionais utilizadas para a modelagem da expansão do sistema de transmissão não conseguem retratar as novas tecnologias (ou as retratam de maneira simplificada), dificultando a sua inserção entre as alternativas a serem consideradas pelo planejador.

118. Como tratado na Visão Geral do Objeto deste relatório, existem novas tecnologias que poderiam ser consideradas para o planejamento da expansão da transmissão e que

possibilitariam dotar o sistema de uma maior flexibilidade e melhorar a segurança da operação da rede, especialmente com o avanço das energias renováveis de geração intermitente.

119. Relatórios, estudos e webinários consultados, destacam a importância dessas tecnologias e a necessidade de atualização dos modelos. O estudo “Energy Systems of the Future: Integrating variable renewable energy sources in Brazil’s energy matrix” (novembro, 2019), patrocinado pela GIZ, traz no seu Produto 6 (Relatório Resumido) uma série de recomendações para melhorias nos modelos e sistemas computacionais para o planejamento da expansão do sistema, a exemplo do seguinte trecho (peça 100, p. 45-46):

### **2.5.7 Recomendações gerais**

**Esta subseção apresenta as recomendações gerais derivadas das diferentes atividades realizadas no Produto 3 divididas nas seguintes categorias:**

- Modelagem de sistemas e gerenciamento de dados;
- Infraestrutura de simulação;
- Planejamento de expansão;
- Operação de sistema;
- Capacitação.

#### **Modelagem de sistema e gerenciamento de dados**

- **Integração perfeita entre modelos de simulação de energia e sistemas de potência.**
- Implementação de testes e relatórios automáticos de consistência de dados.
- Implementação de uma plataforma de gerenciamento de modelos com capacidades de controle de versão, rastreamento de modificações, processo de validação e aprovação, etc.
- Revisão completa dos modelos de turbina/governador (regulador de velocidade) do banco de dados de modelos dinâmicos do sistema elétrico brasileiro para garantir a representação adequada desses equipamentos para estudos de estabilidade de frequência e desempenho de PFC.
- **Utilizar modelos agregados de usinas eólicas e solares fotovoltaicas em estudos de planejamento de sistemas.** Além disso, recomenda-se também que um esquema de desenvolvimento e manutenção de modelo como o recomendado no Produto 1 deste projeto seja implementado para a modelagem de WPP’s e SPP’s.

#### **Infraestrutura computacional**

- **Ferramentas de simulação de sistemas de energia de alto desempenho.**
- Infraestrutura baseada em nuvem.
- **Sistema integrado de gerenciamento de banco de dados.**
- **Ferramentas de processamento de resultados baseadas em técnicas avançadas de análise de dados.**
- Utilização de ferramentas avançadas de visualização, incluindo uso intensivo de aplicações baseadas em GIS.

#### **Planejamento de expansão**

· *A infraestrutura de transmissão é fundamental para o sucesso da integração do VRE [Energia Renovável Variável] no sistema brasileiro. O trade off entre a qualidade dos recursos VRE e o investimento adicional em capacidade de transmissão deve ser avaliado não apenas do ponto de vista da interligação entre subsistemas, mas também dentro de cada subsistema (por exemplo, necessidades de reforço de 230 kV e 500 kV nas regiões NE e S).*

· ***Impacto da geração distribuída no planejamento do sistema***

· *Planejamento integrado de redes de transmissão, subtransmissão e distribuição*

· *Desenvolver ainda mais abordagens de análise de dados para selecionar condições operacionais críticas e prováveis para estudos de sistemas de energia.*

· ***Ter em conta, no exercício de planejamento, equipamentos de transmissão avançados e/ou novos para permitir a operação segura do sistema como alternativa para investimentos maciços em novas linhas de transmissão.***

· *Melhorar a análise da resistência do sistema nas metodologias de análise de correntes de curto-circuito em todos os exercícios de planejamento.*

· *Melhorar as análises de estabilidade de frequência e capacidade de transferência líquida nas metodologias de planejamento padrão.*

· *Garantir que a perda máxima de alimentação devido à perda de redes de conexão de usinas eólicas e/ou solares fotovoltaicas permaneça inferior ou igual ao incidente de dimensionamento utilizado como critério de planejamento e operação.*

· ***Adoção de ferramentas de fluxo de potência otimizadas de última geração e altamente flexíveis no processo de planejamento.***

· *Implementar uma estrutura de planejamento de expansão “centrada na quantificação e qualificação”, a fim de quantificar e qualificar os impactos do sistema da integração do VRE e os custos relacionados. (alguns destaques nossos, outros do texto original; tradução nossa)*

120. Outro estudo, denominado “Impact of the connections of large-scale wind and solar generation in the brazilian interconnected power system”, produzido no âmbito de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Aneel (2023), ressalta as seguintes recomendações na sua conclusão, das quais destacam-se (peça 101, p. 157):

▪ ***Recomendações quanto ao aprimoramento dos modelos de componentes, principalmente cargas e geradores, e das ferramentas computacionais utilizadas nos estudos do SIN, para levar em conta as mudanças tecnológicas já implementadas no sistema e com previsão de implantação no curto prazo.***

(...)

▪ *Proposta de metodologia probabilística para simulação do comportamento em regime estacionário e dinâmica eletromecânica do SIN para levar em conta a aleatoriedade da geração e carga eólica e solar, incluindo protótipo de software de simulação probabilística utilizando os softwares ANAREDE e ANATEM como simuladores. (destaques nossos; tradução nossa)*

121. A Aneel, no âmbito da Consulta Pública 39/2023, visando “Obter subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis” apresentou, no Relatório 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/Aneel – “Regulamentação para Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Hidrelétricas Reversíveis”, no tocante a essa tecnologia específica, as seguintes considerações (peça 102, p. 12 e 16):

15. Uma evidência específica quanto à visão de futuro é que as novas tecnologias de armazenamento ainda não são amplamente representadas nos instrumentos de planejamento setorial pela EPE. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), o Plano Nacional de Energia (PNE) e os relatórios de expansão do sistema de transmissão geralmente fazem referências simplificadas sobre o potencial dessas tecnologias ou as representam quantitativamente de forma simplificada nos cenários e alternativas.

(...)

24. Por fim, outra questão relevante é a falta de modelagem computacional e representação dos ativos de armazenamento nos sistemas de simulação computacional do SEB, questões destacadas no Produto 3 da GIZ e PSR e Nota Técnica nº 137/2022-SRG/ANEEL. De fato, hoje não há uma definição de como seriam modelados, implicando em dificuldades para sua consideração nos instrumentos de planejamento, programação, operação e pós-operação do sistema. Como consequência, a operação dos ativos pode não conseguir capturar importante parte dos benefícios sistêmicos possíveis, além de prejudicar a previsibilidade de receitas, reduzindo os riscos de investimentos aos empreendedores. (destaques nossos)

122. A publicação Energy Report do mês de abril/2023, produzido pela Consultoria PSR, que trouxe em uma das suas seções o tema “Planejando a transmissão para o futuro net zero”, comentou sobre a importância de se considerar o requisito flexibilidade para o planejamento da expansão da rede e apresentou as soluções tecnológicas que possibilitariam alcançar esse objetivo, como HDVC, sistema de armazenamento (BESS), dispositivos FACTS e DLR, opinando que “os recursos flexíveis **devem ser parte integrante do portfólio de equipamentos e soluções de transmissão no planejamento centralizado**, podendo participar inclusive de forma competitiva no processo.” – peça 85, p. 4 (destaques nossos).

123. Esse mesmo documento apresentou o resultado de um estudo realizado pela consultoria, juntamente com outras empresas, no âmbito de um projeto de P&D, que considerou, na metodologia para a expansão dos sistemas de transmissão, cenários utilizando tanto os equipamentos convencionais quanto as novas tecnologias. Concluiu-se que, comparando o planejamento usando apenas a tecnologia convencional com aquele se valendo dos candidatos flexíveis, haveria uma redução significativa de custos (investimento e operação), e destacou a Figura 24, com o comparativo entre as alternativas (peça 85, p. 5):

Figura 24. Comparação expansão convencional e expansão flexível proposta para o sistema de transmissão brasileiro



Fonte: Energy Report da PSR de abril/2023

124. Quanto ao ponto sobre redução de custos, o relatório “Dynamic Line Rating – Innovation Landscape Brief” da International Renewable Energy Agency (IRENA), de 2020, ao tratar da tecnologia DLR, realça, entre outros benefícios, a possibilidade de se evitar investimentos em novas linhas (peça 103, p. 9):

**O DLR oferece muitas aplicações e benefícios para o sistema de potência. Reduz o congestionamento no sistema energético, otimiza a utilização dos ativos de forma segura, resulta num rendimento adicional dos ativos de produção de energia existentes, melhora a eficiência de custos das linhas e evita o investimento em novas linhas.** Tudo isto pode resultar em preços mais baixos para os consumidores, integração mais rápida de recursos energéticos distribuídos e maior integração do sistema de energia do VRE. (destaques nossos; tradução nossa)

125. Além disso, os próprios agentes responsáveis pelo planejamento reconhecem a necessidade de aprimoramento nos instrumentos utilizados. A EPE, por exemplo, em resposta ao Ofício de Requisição 70/2023-TCU/AudElétrica, ao tratar sobre questionamento envolvendo a aplicação de novas tecnologias no planejamento da expansão, informou (peça 41, p. 16):

**Por fim, destacamos que, atualmente, grande parte das novas tecnologias têm sido representadas a partir de modelos simplificados nos programas computacionais utilizados para o planejamento da transmissão. Entendemos ser fundamental o desenvolvimento ou a aquisição de novos modelos capazes de representar todos os aspectos operacionais e limitações desses novos equipamentos, de modo a garantir maior segurança para a recomendação das novas instalações.** (destaques nossos)

126. A EPE e o MME informam que entre os entraves para adoção de novas tecnologias, pode-se mencionar a ausência de diversidade de fornecedores, o que poderia prejudicar a competição nos processos licitatórios, falta de precedentes de aplicação no mundo e custo da solução (peça 41, p. 14-15 e peça 76, p. 4).

127. Em que pese tais argumentos, esses não podem ser limitadores à inclusão dessas novas tecnologias nos modelos. Caso consideradas, podem aumentar o leque de alternativas a serem avaliadas pelo planejador nos seus estudos e, em não se mostrando viáveis por alguma razão (seja técnica ou econômica), podem ser descartadas de forma devidamente fundamentada.

128. Cabe comentar que, durante as discussões do painel da matriz de achados, foi apontado que um outro grande desafio se referia à exportação da base de dados dos sistemas existentes para outras bases a fim de se realizar novas simulações. Tal ponto não havia sido trazido em outras reuniões ou respostas aos ofícios de requisição. Entretanto, a EPE está ciente deste problema e, apesar da dificuldade narrada, considera mais um desafio a ser superado.

129. Ante o exposto, percebe-se que tanto estudos realizados como a própria EPE ressaltam a importância de se aperfeiçoar os modelos utilizados para considerar adequadamente essas novas tecnologias no âmbito do planejamento da transmissão, podendo tal iniciativa propiciar uma redução de custos de investimento e de operação, assim como se evitar ou postergar novos investimentos na expansão da rede.

130. Considera-se pertinente, então, **expedir recomendação à EPE, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c o art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, para que, com apoio do ONS, envide esforços para o desenvolvimento ou aquisição de sistemas computacionais que sejam capazes de representar as novas tecnologias aplicáveis aos sistemas de transmissão (a exemplo de sistemas de armazenamento de energia, FACTS, HVDC-VSC, DLR, entre outras),**

possibilitando considerar esses dispositivos nos modelos estudados para o planejamento da expansão da rede.

### III.3.2. Carência de instrumentos regulatórios que propiciem a integração de novas tecnologias ao SEB

131. Observou-se que, apesar de algumas iniciativas isoladas, há uma carência de instrumentos regulatórios que propiciem a inserção de novas tecnologias ao SEB.

132. A existência de uma estrutura regulatória adequada é um fator que conduz ao desenvolvimento de um mercado de energia elétrica equilibrado, buscando aliar os interesses dos agentes que atuam no setor com os da sociedade. Para isso, é importante que as agências reguladoras estejam constantemente atentas aos temas relacionados à sua área de atuação, buscando permitir que inovações sejam avaliadas e incorporadas ao arcabouço regulatório, caso consideradas pertinentes.

133. Neste sentido, no tocante ao tema da transmissão, o estudo “Electricity Grids and Energy Secure Energy Transitions – Enhancing the foundations of resilient, sustainable and affordable power systems” (2023), da Agência Internacional de Energia, ressalta a importância do papel da regulação para resolver barreiras administrativas e incentivar a inovação (peça 87, p. 10-11):

***A regulamentação precisa ser revista e atualizada para apoiar não só a implantação de novas redes, mas também a melhoria da utilização de ativos. A regulamentação das redes precisa incentivar estas a acompanharem as rápidas mudanças na procura e oferta de eletricidade. Isto exige eliminar as barreiras administrativas, recompensar o elevado desempenho e a confiabilidade e estimular a inovação. As avaliações de riscos regulamentares precisam ser melhoradas para permitir a construção acelerada e a utilização eficiente da infraestrutura. (destaques nossos; tradução nossa)***

134. Os estudos “Proposta de aprimoramentos na regulação do setor elétrico para permitir integração eficiente de recursos de armazenamento no sistema elétrico brasileiro”, produzido pela Consultoria PSR para a GIZ (2020) – peça 104, e “Sistemas Energéticos do Futuro III”, elaborado pela mesma PSR, juntamente com a Consultoria Siglasul e o Professor Djalma Falcão, também para a GIZ (2022) – peça 105, trazem, respectivamente, sugestões de aprimoramentos regulatórios para a inserção dos sistemas de armazenamento e de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) ao SEB. Esses exemplos demonstram a necessidade de avaliação e promoção de aprimoramentos na regulação de forma rotineira, visando a fomentar a inserção de novas tecnologias ao setor elétrico nacional.

135. O primeiro estudo, inclusive, serviu de referência para as discussões levantadas no relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) que subsidiou a abertura da Consulta Pública 39/2023 pela Aneel, que trata do tema do armazenamento de energia. Nessa Consulta Pública existem diversas propostas que, se acatadas, poderão implicar na alteração de normas da Agência visando incentivar o uso dessa tecnologia.

136. O relatório “Dynamic Line Rating” do Departamento de Energia dos Estados Unidos (2019), ao abordar algumas barreiras e limitações para o uso dessa tecnologia naquele país, menciona a estrutura financeira regulatória, como uma dessas dificuldades, além de trazer o exemplo do Reino Unido de incentivo regulatório que poderia ser dado para o desenvolvimento dessa tecnologia nos EUA (peça 106, p. 21):

***Embora o DLR possa levar a economias de custos, essas economias podem não resultar em benefício financeiro dos proprietários de transmissão nos EUA para incentivá-los suficientemente a implantar tais sistemas e outras tecnologias de transmissão avançadas (por exemplo, controladores de fluxo de energia). Isto se deve, em parte, à estrutura regulatória financeira dos serviços públicos com tarifas reguladas. Os proprietários de transmissão geralmente podem recuperar as suas despesas de transmissão prudentemente incorridas ao abrigo das regras da FERC***

[Agência Regulatória de Energia do Estados Unidos]. No entanto, ao abrigo do atual modelo regulamentar de custo de serviço dos EUA, **os proprietários de transmissão recebem um retorno sobre o capital investido, em vez de um prêmio por fornecerem mais energia através das linhas existentes ou por reduzirem o congestionamento da transmissão.** Além disso, os DLR envolvem muitos custos classificados como despesas operacionais e de manutenção que não são elegíveis para inclusão no cálculo do retorno sobre o patrimônio líquido (ROE), ao contrário dos ativos físicos. Assim, pode haver um incentivo financeiro para as concessionárias implantarem novas linhas de transmissão e outras instalações de grande porte, em vez de DLR, para gerenciar o congestionamento.

(...)

*Em contrapartida, outros países, como o Reino Unido, forneceram incentivos mais diretos e mais abrangentes para a otimização das linhas de transmissão, o que pode ter levado a uma maior implantação de tecnologias de transmissão avançadas. (destaques nossos; tradução nossa)*

137. Percebe-se, assim, que outros países, como os Estados Unidos, há alguns anos, também buscavam avaliar novas tecnologias, como o DLR, e formas de incentivar a sua aplicação nos seus territórios, esbarrando, entre outros aspectos, em questões regulatórias.

138. A EPE, em resposta ao Ofício de Requisição 113/2023-TCU/AudElétrica, aponta a necessidade de que “a regulação acompanhe a dinâmica de surgimento e potencial aplicação de tecnologias emergentes e disruptivas no SIN, de modo a proporcionar um ambiente atrativo para novos negócios e fomentar o interesse e a capacidade de fornecimento dessas soluções pelo mercado.” (peça 68, p. 10). Menciona, contudo, que a agenda regulatória da Agência tem estado atenta a essas questões, citando a CP 39/2023 e a Tomada de Subsídios 11/2021, que tratou da preparação da regulação para a expansão dos recursos energéticos distribuídos.

139. Ressalta, entretanto, que (peça 68, p. 11):

*(...) é importante destacar que o ambiente normativo vigente não é conducente a respostas ágeis em termos de regulação. Isso se deve às várias etapas necessárias para se viabilizar alterações regulatórias (tomadas de subsídios, avaliação de impacto regulatório, consultas públicas), o que prejudica a implementação de um fast-track para soluções inovadoras. Além disso, a falta de um ambiente de negócios favorável e a ausência de estabilidade jurídico-regulatória são barreiras significativas para o avanço de projetos de inovação.*

140. Conclui, sem querer esgotar o tema, que o maior entrave para o uso das novas tecnologias seria o desafio de representar a inovação identificada, estudada e recomendada pelo planejamento para o ambiente de negócios do setor elétrico.

141. Tal conclusão se alinha à visão da EPE quanto à importância de a regulação estar atenta às novas tecnologias e poder aprimorar a regulação visando fomentar a sua utilização no SEB. A consulta pública e a tomada de subsídios mencionadas indicam a atenção da agência para algumas tecnologias. Cabe comentar, entretanto, que a CP 39/2023 (“Obter subsídios para o aprimoramento do Relatório de Análise de Impacto Regulatório sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis”) teve como origem a Tomada de Subsídios 11/2020 (“Obter subsídios para a elaboração de propostas de adequações regulatórias necessárias à inserção de sistemas de armazenamento no setor elétrico brasileiro”).

142. A citada tomada de subsídios, em razão da grande quantidade de temas e subtemas envolvendo a questão o armazenamento, definiu um Roadmap a ser seguido, dividindo as discussões em três ciclos que se estenderiam do ano de 2023 ao ano de 2027, conforme figura abaixo, constante da Nota Técnica 137/2022-SRG/Aneel, de 29/11/2022 (peça 107, p. 37):

Figura 25. Roadmap regulatório para temas da SRG/Aneel envolvendo o tema do armazenamento

<p><b>1º ciclo</b></p> <p>2023 e 1º semestre de 2024: produtos AIR, REN e RPO final</p>	<p><b>Armazenamento, com exceção das Usinas Hidroelétricas Reversíveis de ciclo aberto</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Conceito: especificações e características;</li> <li>• Outorga: Armazenamento junto ao Gerador, Armazenamento independente, casos de dispensa de outorga;</li> <li>• Acesso e uso da rede: CUST/D, MUST/D, TUST/D, sistema de supervisão e controle, e proteções;</li> <li>• Acesso à comercialização: cadastro, medições, e aspectos de contabilização e liquidação;</li> <li>• Eventuais ajustes para retirada de barreiras regulatórias: Serviços Ancilares, Leilões de Capacidade, Resposta da Demanda, e Leilões Sistemas Isolados.</li> </ul>
<p><b>2º ciclo</b></p> <p>2º semestre de 2024 e 2025: produtos AIR, REN e RPO final</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajustes finais nas instruções de <b>Armazenamento, com exceção das Usinas Hidroelétricas Reversíveis de ciclo aberto</b>: instruções nos Procedimentos de Rede e nas Regras de Comercialização.</li> </ul> <p><b>Usinas Hidrelétricas Reversíveis de ciclo aberto:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Estudo de inventário e questões de aproveitamento ótimo.</li> </ul> <p>Avaliação sobre <i>Sandboxes</i> Regulatórios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Flexibilização, no que couber, a respeito do “empilhamento de receitas” (<i>value stacking</i>).</li> </ul>
<p><b>3º ciclo</b></p> <p>2026 e 1º semestre de 2027: produtos AIR, REN e RPO final</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ajustes finais nas instruções das <b>Usinas Reversíveis de ciclo aberto</b>: instruções nos Procedimentos de Rede e nas Regras de Comercialização.</li> </ul> <p><b>Novos modelos de negócios:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Redução de <i>curtailment</i> e <i>constrained-off</i>;</li> <li>• Definições sobre o “empilhamento de receitas” (<i>value stacking</i>);</li> <li>• Agregadores dos serviços correlatos; e</li> <li>• Simulação nos modelos computacionais: impactos na programação da operação e na formação de preço de curto prazo.</li> </ul>

Fonte: Nota Técnica 137/2022-SRG/Aneel, de 29/11/2022

143. A CP 39/2023 está cuidando dos assuntos relativos ao primeiro ciclo. Nota-se, assim, que as discussões envolvendo a tecnologia do armazenamento e os ajustes pertinentes no arcabouço regulatório devem levar pelo menos ainda mais quatro anos, se for seguido o cronograma indicado. Em que pese a pluralidade de temas e complexidade de alguns deles, se contar desde o início da Tomada de Subsídios 11/2020, pode se levar em torno de sete anos para que todas as mudanças venham a ser efetivadas desde o início dos debates sobre o tema na Agência.

144. Tal constatação reforça a percepção da EPE, transcrita acima, acerca do ambiente normativo vigente não ser propício para respostas ágeis em termos de alterações regulatórias visando a adoção de soluções inovadoras. Em que pese já ser uma política da Aneel a realização de audiências e consultas públicas, com o advento da Lei 13.848/2019 (conhecida como Lei das Agências), além de institucionalizar as formas de participação social, passou-se a contar com novos instrumentos, a exemplo da Tomadas de Subsídios (estágio inicial de estudo e prospecção, ou aprofundamento de estudo já realizado, sobre tema de interesse da Agência). Apesar de ser importante ouvir os diversos agentes interessados para se tomar uma decisão embasada e com maior segurança, essas várias etapas, se muito delongadas, podem se mostrar como freios para que novas

*soluções sejam implementadas. Restrições de recursos e/ou outras prioridades podem, também, impactar o adequado andamento de determinadas matérias.*

*145. Um outro ponto levantado pela EPE se refere à falta de ambiente de negócios favorável, inclusive podendo ser um desafio para a indicação de uma nova tecnologia pelo planejamento. Quanto a este ponto, vale comentar que, além de possíveis ajustes no âmbito normativo e regulatório, com o advento da Lei Complementar 182/2021 (lei das startups e do empreendedorismo inovador), existe a possibilidade da realização de sandboxes regulatórios (ambiente regulatório experimental ou projetos pilotos) que permite se desenvolver modelos de negócios inovadores e testar técnicas e tecnologias experimentais. Nesse ambiente, é possível se flexibilizar a aplicação de algumas normas visando avaliar uma nova tecnologia ou modelo de negócio. Tal procedimento pode vir a tornar mais célere a disposição de novos produtos e serviços para o mercado.*

*146. A Aneel já tem algumas iniciativas neste sentido, a exemplo da Consulta Pública 44/2023, que visa avaliar proposta de produto alternativo, em ambiente regulatório experimental, para prestação de serviço ancilar de suporte de reativos para controle de tensão.*

*147. A adoção desses sandboxes pode ser um caminho para tratar os problemas apontados pela EPE, tanto para aprimorar o ambiente de negócios no setor e testar novas tecnologias quanto para dar mais agilidade às mudanças necessárias na regulação.*

*148. Vale lembrar que, no tocante aos sistemas de armazenamento, a inserção dessa tecnologia ainda é muito incipiente no Brasil quando comparada com outros países. O primeiro caso de aplicação no sistema ocorreu com uma autorização para um reforço na Subestação de Registro no estado de São Paulo, com a instalação de um banco de baterias com capacidade de 30 MW. Nessa situação específica, houve uma disposição da empresa transmissora (Isa Cteep) de assumir o compromisso de implantar o referido banco para viabilizar a adoção de uma solução inovadora pelo mesmo valor de outra solução tradicional indicada pelo planejamento (peça 108).*

*149. Esse reforço foi autorizado, em 16/11/2021, pela Resolução Autorizativa-Aneel 10.892/2021 (Processo 48500.004306/2021-63—Instalação, na SE Registro 138 kV, de banco de baterias com a capacidade de 30 MW). No referido processo, o Diretor-Geral da Agência solicitou um posicionamento da Procuradoria Federal junto à Aneel quanto à possibilidade jurídica de se enquadrar como reforço a instalação do banco de baterias, haja vista o caráter inédito e inovador da medida, questionando, entre outros pontos, sobre a existência de respaldo legal e regulatório para tanto.*

*150. O parecer (peça 109) considerou que o art. 3º da Resolução Normativa 443/2011, que disciplinava, à época, os reforços e melhorias em instalações de transmissão, era meramente exemplificativo e que o reforço em questão poderia ser enquadrado como outras intervenções, desde que tenha a finalidade de aumento de capacidade de transmissão, aumento de confiabilidade do SIN ou a conexão de usuários. Ponderou ainda que o fato de ser inovadora e inédita a instalação não desnaturaria o seu caráter de reforço, cabendo se fazer uma interpretação mais abrangente, trazendo, ainda, lições da doutrina acerca do descompasso entre as normas e as novas tecnologias e os novos comportamentos associados.*

*151. O mencionado parecer foi utilizado como subsídio para o Voto-Vista do Diretor-Geral, que acompanhou o voto do Diretor-Relator no sentido de autorizar o reforço. Contudo, no mesmo voto, trouxe considerações sobre a necessidade de aprimoramento da regulação para permitir o uso de inovações tecnológicas economicamente viáveis (incluindo as baterias) e determinação para que as áreas técnicas responsáveis realizassem tal avaliação e o aprimoramento dos regulamentos a fim de permitir o uso de baterias, nos seguintes termos (peça 110, p. 5 e 8):*

***16. Desta forma, em que pese a procuradoria não vislumbrar óbices para que as baterias sejam autorizadas como reforço, destaco a necessidade de atualização da regulação para***

*contemplar inovações tecnológicas economicamente viáveis, em específico as baterias aqui sob análise. Dessa forma, a Agência dará igual oportunidade a outros agentes de mercado equivalentes à CTEEP e que tenham interesse em utilizar a mesma tecnologia, privilegiando a isonomia.*

(...)

*(ii) determinar que as áreas técnicas SRG e SRT, no âmbito do Processo ANEEL 48500.004885/2020-63, avaliem o aprimoramento dos regulamentos, mediante o estabelecimento de parâmetros que permitam que o uso do banco de baterias considere os seguintes aspectos:*

- 1. Regras para dimensionamento da demanda a ser suprida pelas baterias;*
- 2. Regras para definição das características das baterias;*
- 3. Regras para outorga da instalação de baterias;*
- 4. Regras para remuneração pelas baterias; e*
- 5. Regras para depreciação do equipamento. (destaques nossos)*

*152. Nota-se, portanto, que o Diretor-Geral da Agência, apesar de concordar com a autorização, julgou necessário a realização de estudos para o aprimoramento do arcabouço regulatório, visando a promoção do uso das baterias.*

*153. Diante do exposto, a realização de consultas públicas e adoção de sandboxes regulatórios se mostraram como bons indutores para que novas tecnologias aplicáveis aos sistemas de transmissão sejam discutidas e testadas no País. Para os sandboxes regulatórios, inclusive, necessita-se do apoio da EPE e/ou do ONS, haja vista envolver tecnologias que deverão ser avaliadas durante o planejamento e operadas após a sua implementação. O próprio sandbox sobre o serviço ancilar de controle de tensão, mencionado neste tópico, está contando com a participação do ONS.*

*154. Por ocasião dos comentários dos gestores, a Aneel trouxe a informação (peça 130, p. 5-6): a atividade TRV23-02, “Estabelecimento das diretrizes para programas de ambiente regulatório experimental (sandbox regulatório) no setor elétrico” está na agenda regulatória vigente da Aneel; especificamente sobre o DLR, a Aneel está realizando o estudo “Capacidade Operativa Dinâmica do Sistema de Transmissão”, com apoio da ENAP; a resiliência dos sistema de transmissão e distribuição consta na agenda regulatória 2024/2025; e há outras iniciativas relativas ao tema no contexto da agenda regulatória 2024/2025 (Nessa mesma oportunidade, o ONS acrescentou que Aneel e o ONS trabalham na implementação de Sandboxes Regulatórios e projetos pilotos e que está em andamento estudo que poderá indicar a utilização das Smart Valves (Compensador Estático Síncrono Série – Modular (M-SSSC) na Região de São José do Rio Preto, no estado de São Paulo (peça 135, p. 1-2).*

*155. Propõe-se, assim, deixar de recomendar, com fundamento no inciso I do parágrafo único do art. 16 da Resolução-TCU 315, de 2020, que a Aneel fomenta discussões de forma a permitir a introdução de novas tecnologias nos sistemas de transmissão de energia elétrica, tendo em conta que o tema está em andamento na Agência por meio de diferentes projetos e iniciativas, sem prejuízo de que o TCU verifique a efetiva implementação e os impactos dela resultantes.*

**III.4. Questão 4: Como o crescimento das fontes renováveis intermitentes, tanto de maneira centralizada quanto através da mini e microgeração distribuída (MMGD), tem impactado as necessidades do planejamento de expansão de transmissão, considerando, ainda, fatores conjunturais?**

*156. Em relação a essa questão, não foi encontrado um achado específico. Contudo, considera-se pertinente fazer alguns comentários sobre esse tema.*

157. A expansão do parque gerador brasileiro, há alguns anos, era predominantemente calcada na construção de hidrelétricas e termoelétricas (essas em menor escala) e ocorria por meio de leilões para atendimento de um mercado regulado. Os prazos de entrada em operação das instalações de geração eram geralmente mais longos e tinham uma sinergia com a implantação das redes de transmissão. Esse cenário trazia um panorama de maior previsibilidade para os agentes responsáveis pelo planejamento da transmissão.

158. Contudo, com o surgimento e crescimento das fontes renováveis intermitentes (ou variáveis) de produção de energia, começaram a surgir grandes desafios tanto para o planejamento da expansão da transmissão quanto para a operação do sistema. As fontes eólica e solar, por exemplo, possuem prazo de construção bem inferiores às linhas de transmissão que levarão a energia por elas geradas até os centros de carga. Enquanto as primeiras levam em média de dois a três anos para implantação, as últimas podem levar de cinco a sete anos. Além disso, muitos empreendimentos começaram a ser construídos de maneira esparsa pelo território nacional e para atendimento do mercado livre – que não passam pelo crivo de um leilão e, portanto, são implementados de maneira espontânea pelos agentes privados.

159. Esses fatores trouxeram uma série de dificuldades e de imprevisibilidades para o planejador. Conciliar os prazos de entrada em operação dessas fontes renováveis com a conclusão das redes de transmissão passou a ser motivo de preocupação para o setor. Parques eólicos, por exemplo, ficaram prontos sem poder escoar a sua energia por conta da incompatibilidade desses prazos. Este Tribunal, inclusive, avaliou os problemas causados por esses descompassos no âmbito da “Auditoria operacional sobre atrasos e descompassos na implantação dos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica” (TC 029.387/2013-2), bem como em casos concretos, como no Fiscobras 2015 (TC 019.948/2014-0).

160. Em que pese terem sido equacionados alguns problemas relativos aos prazos para obtenção, por exemplo, de licenciamentos ambientais, que também causavam impactos nos cronogramas, a disparidade entre os prazos de execução dos empreendimentos de geração renováveis variáveis e das linhas de transmissão persiste, pela própria natureza dos projetos. Enquanto as primeiras são obras mais concentradas, que contam com menos construção civil e maior quantidade de montagem de equipamentos (diferentemente de uma hidrelétrica, que necessita de um grande investimento na parte civil), as segundas são obras lineares que podem alcançar centenas ou até alguns milhares de quilômetros, podendo passar por diversos estados e regiões com sensibilidades socioambientais distintas.

161. Em razão dessa divergência de prazos e do forte crescimento das fontes renováveis, especialmente na região Nordeste e no norte de Minas Gerais, a EPE vem realizando há alguns anos estudos prospectivos de transmissão, buscando antecipar possíveis locais de implantação dessas fontes e planejar a construção de linhas de transmissão para escoamento dessa energia.

162. No ano de 2021, a EPE, visando aperfeiçoar a metodologia para esses estudos prospectivos, passou a adotar uma nova estratégia, conforme explicitado no PDE 2031 (peça 81, p. 117):

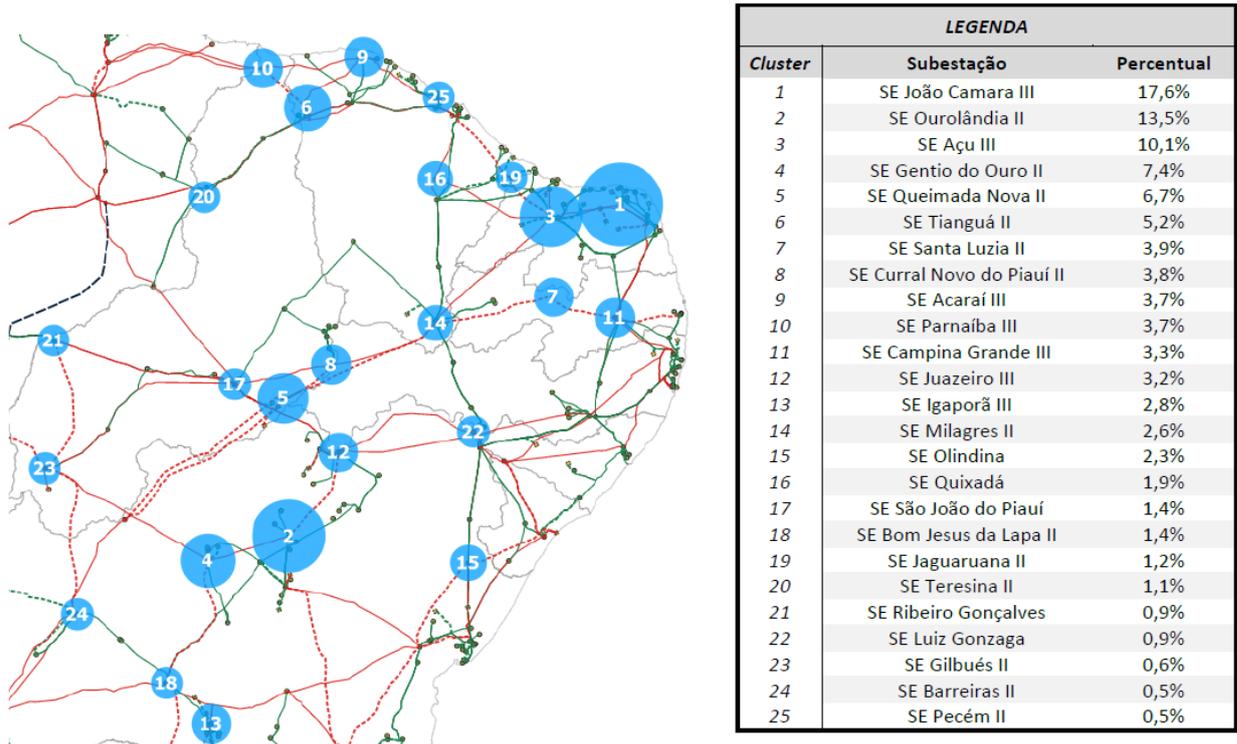
*A partir da maior amostra avaliada, foi possível identificar os pontos de rede com maior interesse do mercado para conexão de novos empreendimentos, e, com base nisso, foi formulada metodologia de agregação e representação da geração prospectiva nos estudos de planejamento da transmissão, baseada no método k-means. A partir dessa metodologia, os potenciais de expansão indicativa são alocados em clusters de geração, cujos centróides são subestações de Rede Básica existente.*

(...)

Com esse avanço metodológico, espera-se reduzir a incerteza quanto ao aspecto locacional da expansão da transmissão. Da mesma forma, a representação de dados de geração prospectiva com maior nível de confiança, associados a projetos de curto e médio prazo com Parecer de Acesso e CUST/CUSD assinados, **minimizam os riscos de arrependimento quanto aos montantes de expansão da transmissão a serem realizados.** (destaques nossos)

163. A Figura 26 mostra a agregação (clusters) da geração prospectiva para o submercado Nordeste planejada pela EPE até o ano de 2031.

Figura 26. Representação dos clusters de geração indicativa no subsistema Nordeste



Fonte: PDE 2031 (EPE)

164. Nota-se, por esse aprimoramento na metodologia, que é possível estipular áreas mais propícias para implantação de novos empreendimentos de geração renovável e direcionar o planejamento da expansão da transmissão para essas localidades. A construção de troncos para transferência dessa geração termina, também, por ser um indutor para que as novas instalações de geração sejam construídas próximas aos locais que tenham uma maior margem de escoamento (espaço na rede de transmissão para escoar a energia gerada).

165. O crescimento dessas fontes, aliado à redução da participação das usinas hidrelétricas para atendimento da carga nos próximos anos, também demanda do planejamento uma atenção especial quanto à necessidade de conciliar a natureza variável dessas fontes renováveis com os diferentes cenários de carga e disponibilidade de geração nos diferentes subsistemas do SIN. Tal preocupação também ocorre em outros países, a exemplo da Colômbia, como informa a edição de março de 2024 da publicação Energy Report da PSR (Peça 111, p.14.)

166. Para tanto, o PDE 2031 ressalta a importância de se dotar o sistema de flexibilidade para garantir uma maior segurança, confiabilidade e estabilidade do sistema ao passo que cresce a participação de renováveis na matriz elétrica do país. Assim, a EPE tem direcionado os seus estudos visando garantir uma maior interligação entre as regiões para melhor gerir os recursos disponíveis no sistema. Para conseguir uma maior flexibilidade, a empresa pública comenta sobre algumas novas tecnologias disponíveis (a exemplo dos FACTS, armazenamento de energia, etc.) que poderiam

garantir tal requisito e que vem acompanhando seu desenvolvimento (peça 81, p. 119). Contudo, como já tratado na questão anterior, o tema envolvendo as novas tecnologias ainda enfrenta algumas barreiras para a adequada inserção no rol de alternativas a serem consideradas pelo planejador.

167. O ONS também destaca a importância da flexibilidade e dos sistemas de transmissão nesse cenário de expansão das fontes renováveis variáveis, trazendo um capítulo específico no PAR/PEL 2023 (Ciclo 2024-2028) para tratar do tema - “Os Desafios da Operação das Fontes Variáveis e a importância da Transmissão” ([Sumário Executivo PAR PEL 2023](#)).

168. É preciso comentar que esses desafios para o planejamento da transmissão não são exclusivos do Brasil. O mundo todo enfrenta problema semelhante. O estudo “Electricity Grids and Energy Secure Energy Transitions – Enhancing the foundations of resilient, sustainable and affordable power systems” (2023), da Agência Internacional de Energia, ressalta o problema de as redes estarem se tornando um gargalo para a transição energética, com diversos projetos de fontes renováveis aguardando conexão, bem como a diferença de tempo para implantação da transmissão e da geração (peça 87, p. 10 e 53):

**Pelo menos 3.000 gigawatts (GW) de projetos de energia renovável, dos quais 1.500 GW estão em estágios avançados, estão aguardando em filas de conexão à rede – o equivalente a cinco vezes a quantidade de energia solar fotovoltaica e eólica adicionada em 2022. Isso mostra que as redes estão tornando-se um gargalo para a transição energética com emissões líquidas zero. O número de projetos que aguardam conexão em todo o mundo é provavelmente ainda maior, uma vez que os dados sobre essas filas estão acessíveis para países que representam metade da capacidade global de energia eólica e solar fotovoltaica. Embora o investimento em energias renováveis tenha aumentado rapidamente – quase duplicando desde 2010 – o investimento global em redes praticamente não mudou, permanecendo estático em cerca de 300 bilhões de dólares por ano.**

(...)

**À medida que a produção de energia depende cada vez mais de sistemas eólicos e fotovoltaicos de grande escala, que estão frequentemente situados longe de cidades densamente povoadas e centros de consumo, a transmissão desta energia por longas distâncias torna-se essencial. A implantação destas ligações críticas entre a produção e o serviço de eletricidade é complexa, envolve múltiplas partes interessadas e pode levar muitos anos. Grandes projetos de sistemas de transmissão podem levar uma década ou mais para serem concluídos, frequentemente muito mais tempo do que os novos ativos eólicos e fotovoltaicos que estão conectados a eles.**

**Os prazos típicos de aprovação e construção de linhas de energia variam amplamente. Não é incomum que uma única linha aérea de extra-alta tensão (acima de 220 kV) leve de 5 a 13 anos para obter licença e construção nas economias avançadas, dependendo do comprimento da linha e de outros fatores. Os projetos de baixa tensão são geralmente mais rápidos e podem durar de quatro a oito anos, enquanto os projetos de redes de distribuição são normalmente concluídos em quatro anos. (destaques nosso e do original; tradução nossa)**

169. O Relatório do REPEAT Project (Rapid Energy Policy Evaluation and Analysis Toolkit), da Universidade de Princeton nos Estados Unidos (2022), mostra cenário em sentido semelhante, destacando que, para atingir o máximo de redução de emissões até 2035, o país precisaria expandir a capacidade de transmissão em 50% ao ano em relação à taxa histórica de crescimento recente para não restringir o avanço das fontes eólica e solar (peça 112, p. 81-85).

170. Observa-se, portanto, que o problema em questão tem afetado não só o Brasil, mas diversas outras nações, requerendo atenção especial quanto ao tema dos agentes responsáveis pelo planejamento. Os recentes estudos realizados pela EPE, já contando com aprimoramentos na metodologia anteriormente citada, recomendou a implantação de troncos de transmissão para escoar energia da região Norte/Nordeste para os centros de carga nas Regiões Sudeste/Centro-Oeste,

especialmente um linhão de corrente contínua (LT 800 kV Graça Aranha-Silvânia) que foi levado a leilão em dezembro/2023. Estudos para outro corredor já estão em andamento, considerando área promissora para expansão de geração renovável variável (peça 113, p. 15).

171. Dessa forma, em que pese os descompassos ocorridos no passado e as dificuldades ainda existentes em se conciliar os prazos de implantação das linhas de transmissão e as fontes renováveis, verifica-se que os agentes responsáveis pelo planejamento no país estão tomando medidas para mitigar tais impactos e que diversos países têm enfrentado problema semelhante.

172. Fundamental complementar que a marcante expansão das fontes renováveis na matriz elétrica do país – bem como o fato dessa expansão ocorrer no Ambiente de Contratação Livre (Mercado Live) – representa fator estrutural; sem qualquer indicativo de mudança de cenário, reforçando a importância do estabelecimento dos indicadores propostos na Questão/Achado 1 desta auditoria, cuja implementação e monitoramento poderão auxiliar os gestores a aperfeiçoar o planejamento setorial.

173. Um outro desafio que afeta também tanto o planejamento da expansão quanto da operação da transmissão (e tem caráter global) é a grande penetração dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), em especial da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD). Por ter um caráter ainda muito mais granular que as usinas eólicas e solares centralizadas, existe uma dificuldade adicional para as projeções de crescimento e geração dessas fontes.

174. O ONS ressalta que o elevado crescimento da MMGD tem provocado grande variação da carga na transição do período diurno para o noturno, gerando desafios para a programação dos despachos de outras fontes para atender à intensidade e velocidade da rampa de carga atual e futura, apontando mais uma vez a importância do requisito de flexibilidade para maior segurança e confiabilidade do sistema (peça 63, p. 4).

175. Em razão disso, tanto a EPE quanto o ONS têm realizado estudos visando aprimorar essas projeções. A EPE desenvolveu um modelo denominado 4MD que realiza projeções sobre a difusão da MMGD no Brasil. Na Nota Técnica EPE DEA-SEE 014/2022 (Modelo de Mercado da Micro e Minigeração distribuída— 4MD), que trouxe uma atualização para a versão do PDE 2032, visando capturar os efeitos da Lei 14.300/2022 (conhecida como marco legal da MMGD), a empresa de planejamento destaca os desafios que são enfrentados para a realização dessas projeções e o dilema sofrido pelo planejador (peça 114, p. 4-5):

Nesse sentido, projetar a difusão da geração distribuída é um dos desafios que precisa ser enfrentado. Além disso, **é importante ter estimativas precisas, pois caso o planejador projete um cenário de baixo desenvolvimento da geração distribuída e, na verdade, se materialize um cenário “alto”, haverá um sobreinvestimento na matriz elétrica centralizada. Por outro lado, caso seja assumido que haverá elevada penetração de geração distribuída e, na prática, se realize um cenário de “baixo” desenvolvimento, a confiabilidade do sistema pode ficar comprometida ou os custos de suprimento podem ser encarecidos.** (destaques nossos)

176. Esse dilema do planejador está ilustrado na Figura 27.

Figura 27. Dilema do planejador numa matriz de geração distribuída



*Fonte: Nota Técnica EPE DEA-SEE 014/2022*

*177. Estimativas sobre projeções realizadas podem ser encontradas, por exemplo, no PDE 2031 (peça 81, p. 267-273).*

*178. O ONS tem utilizado o modelo 4MD da EPE e atualizado os procedimentos de rede tanto para o planejamento como para a programação da operação, visando incluir os efeitos da MMGD no sistema. Ele ainda iniciou projeto em parceria com a GIZ para aprimoramento de processos de previsão de carga e programação eletroenergética da MMGD e para a integração do Operador Nacional com as distribuidoras, considerado o novo papel que essas devem desempenhar com o avanço dos REDs: DSO – Distribution System Operator ou, em português, Operador do Sistema de Distribuição – coordenação, integração e relacionamento com as distribuidoras (peça 63, p. 5-6 e peça 114, p. 45).*

*179. Alguns eventos pontuais foram relatados pelo ONS em relação à desconexão em cascata dos REDs do sistema, quando há uma variação da frequência e/ou tensão das redes de distribuição, após uma perturbação de grande magnitude no SIN, fazendo com que os sistemas de proteção desses recursos possam confundir tais oscilações com problemas locais e desligar os REDs em situações críticas para o sistema interligado. Essas ocorrências exigem uma atualização da regulação e do normativo técnico sobre o assunto para a previsão de critérios mais robustos em relação à conexão desses geradores.*

*180. Entretanto, o Operador informou que tem atuado em diversas frentes – em contato com Aneel, distribuidoras de energia, Associação Nacional de Normas Técnicas (ABNT), Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), associações setoriais, laboratórios de ensaio e fabricantes de inversores – visando induzir e contribuir com o aprimoramento dos requisitos técnicos de conexão desses recursos distribuídos. Cita como exemplos de aprimoramentos a publicação da Portaria-Inmetro 140/2022 (que objetiva melhorar o comportamento dos inversores de microgeração distribuída) e a Resolução Normativa-Aneel 1076/2023, que alterou o Anexo III da Resolução Normativa-Aneel 956/2021 (Prodist), que passou a exigir, a partir de janeiro de 2024, novos requisitos de conexão, objetivando mitigar impactos de desligamento em cascata dos REDs (peça 63, p. 5).*

*181. Em reunião realizada em 6/2/2024, para tratar do tema da MMGD, o ONS ressaltou mais uma vez sobre as ações em curso para solucionar esse problema da desconexão.*

*182. Assim, quanto à questão envolvendo os REDs, e em especial a MMGD, nota-se que os agentes responsáveis pelo planejamento da expansão da transmissão e pela operação do sistema estão acompanhando os problemas causados pela penetração desses recursos no sistema, buscando alternativas e adotando medidas para mitigá-los.*

*183. Ainda quanto ao tema das fontes renováveis e os impactos na transmissão, é preciso comentar que existem alguns fatores conjunturais que estavam (e estão) em discussão no setor que acabaram não sendo explorados nesta auditoria. Ao realizar a avaliação de riscos na fase de planejamento e diante de outras questões consideradas mais relevantes, a equipe entendeu que os agentes responsáveis estavam tomando providências para resolver o problema ou por se encontrar em debate no âmbito do Congresso Nacional alterações em normativos vigentes.*

*184. O primeiro deles se refere ao evento denominado “corrida do ouro”. Diante da regra de transição para o fim dos descontos para conexão das fontes de geração renovável, estabelecido*

pela Lei 14.120/2021, e regulamentado pelo Decreto 10.893/2021 e pela Resolução Normativa-Aneel 1.038/2022, uma enorme quantidade de pedidos de acessos aos sistemas de transmissão foi efetuada.

185. Entretanto, pela regra estabelecida, em que o primeiro que requeria o pedido de acesso tinha prioridade na fila, gerou-se um excesso de empreendimentos que não possuíam viabilidade técnica e econômica, atrapalhando outras iniciativas que teriam condições de serem implantadas, mas não tinha mais espaço disponível no sistema (margem de escoamento) para as suas conexões. Para resolver esse problema, a Aneel abriu, em maio de 2023, a Consulta Pública 15/2023 para obter subsídios para a proposta de tratamento excepcional na gestão de outorgas de geração e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

186. Após contribuições recebidas durante da referida CP, foi aprovada a Resolução Normativa-Aneel 1.065/2023, que estabeleceu as regras para a revogação e para a regularização das outorgas de geração dos agentes que tivessem manifestado o interesse em fazê-las. Essa solução ficou conhecida no mercado como o “dia do perdão”.

187. Vale destacar que recentemente, em 9/4/2024, foi publicada a Medida Provisória 1.212/2024, que concedeu nova prorrogação de prazo para implantação dos empreendimentos de energia renovável, enquadrados nas hipóteses previstas na Lei 9.427/1996, e desde que cumpridas exigência de aporte de garantia.

188. Além disso, a Consulta Pública 52/2023 da Aneel, que visava a obtenção de subsídios para o acesso à transmissão em um cenário de expansão de geradores eólicos e fotovoltaicos, em sua segunda fase, terminou com a aprovação da Resolução Normativa-Aneel 1.069/2023, que estabeleceu nova regra para as novas solicitações de acesso à margem de escoamento da transmissão. A solução dada, em breve síntese, previu: i) a manutenção das solicitações por ordem cronológica dos pedidos de acesso; ii) exigência de prestação de garantia pela reserva antecipada da rede no período de vigência do parecer de acesso; iii) início da execução do contrato de uso do sistema de transmissão (CUST) a partir da assinatura, com possibilidade de uma única postergação de até doze meses, com cobrança por reserva em caso de postergação; e iv) garantia adicional como condição para a assinatura do CUST.

189. Em que pese a solução dada para as novas conexões na referida resolução, foi sugerido, entre as contribuições durante a consulta pública, a realização de Procedimento Competitivo por Margem (PCM), que já estava prevista no Decreto 10.893/2021. O MME havia realizado duas Consultas Públicas (141/2022 e 148/2022), que trataram de proposta de diretrizes e de sistemática, respectivamente, para a realização do PCM, visando aprimorar a forma para o acesso à margem de escoamento da transmissão.

190. Ciente desta questão, em voto que acompanhou a aprovação da Resolução Normativa-Aneel 1.069/2023, o relator da matéria determinou à área responsável da Agência que apresentasse, em até seis meses, um estudo acerca das alternativas de leilão de margem.

191. O MME, ao ser questionado por meio do ofício de requisição 69/2023-TCU/AudElétrica (peça 16), sobre o tema do PCM, informou sobre a existência das duas consultas públicas, mas, em razão dos estudos a serem realizados pela Aneel, estava acompanhando as ações em curso pela Agência para avaliar a conveniência e oportunidade de seguir com a proposta do PCM. Ressaltou, ainda, o compartilhamento de competências entre o Ministério e a Aneel quanto às questões de acesso à transmissão (peça 38, p. 5).

192. Vale comentar que tanto o ONS quanto a EPE destacaram em suas respostas acerca do tema do PCM que acreditavam que esse seria o meio mais eficiente de fornecer o acesso à rede de transmissão, agregando contribuições neste sentido à segunda fase da CP 52/2022 (peça 40, p. 16-17 e peça 41, p. 12).

193. Portanto, no tocante à “corrida do ouro” e ao PCM, observa-se que medidas foram tomadas e outras estão em andamento, com o objetivo de aprimorar o processo de acesso à margem de escoamento dos sistemas de transmissão.

194. Um último ponto concernente aos impactos na transmissão frente à expansão das fontes renováveis se refere ao sinal locacional. A Lei 9.427/1996 estabeleceu, entre as competências da Aneel, no seu art. 3º, inciso XVIII, alínea “b”, a definição da tarifa de uso dos sistemas de transmissão, devendo seguir, entre outras diretrizes, a utilização de sinal locacional visando assegurar maiores encargos para os agentes que onerem mais a rede. Ou seja, em apertada síntese, aqueles geradores que se encontram em locais mais distantes dos centros de carga deveria arcar com maior parcela dos custos da transmissão.

195. A Aneel instituiu duas consultas públicas que envolvem o tema (CPs 4/2018 e 39/2021). Dessas consultas foram originadas as Resoluções Normativas 1.024/2022 e 1.041/2022, que alteraram a sistemática de cálculo da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST).

196. Todavia, o Congresso Nacional, por meio do Projeto de Decreto Legislativo (PDL) 365/2022, propôs a sustação das duas resoluções, sob o argumento de que haveria aumentos nos custos de produção de energia e de implantação de projetos de geração nas regiões Norte, Nordeste e em parte do Centro-Oeste, privilegiando empreendimentos nas regiões Sudeste e Sul, podendo causar transferência de investimentos e empregos e aumentar desigualdades regionais.

197. Em que pese o posicionamento contrário de agentes do setor, a exemplo da notícia à peça 115, e da própria Aneel, que, em ofício direcionado à Secretária Especial de Assuntos Parlamentares, em 4/2/2022, solicitou gestão do governo junto ao Congresso Nacional para evitar a aprovação do referido PDL, apresentando diversos argumentos em favor das resoluções aprovadas (peça 116), a Câmara dos Deputados votou favoravelmente ao projeto em novembro de 2022. A matéria foi para o Senado, onde já houve aprovação na Comissão de Serviços de Infraestrutura, em outubro de 2023, e está aguardando, desde então, a designação de relator na Comissão de Constituição, Justiça e Cidadania (CCJ).

198. Verifica-se, assim, que o assunto abrangendo o sinal locacional e os reflexos na TUST foi regulamentado pela Aneel, após diversas discussões promovidas por meio de Consultas Públicas, mas, por hora, encontra-se em debate no parlamento uma possível sustação dos atos editados pela Agência. Portanto, cabe, neste momento, ao Congresso Nacional avaliar se caberia ou não sustar os normativos emitidos pela Aneel.

**III.5. Questão 5: As normas que definem critérios, procedimentos e diretrizes para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão são atualizadas e reavaliadas periodicamente?**

199. Em relação às normas “Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão” e “Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos para licitação de novas instalações da rede básica”, foi identificada demora por parte dos agentes públicos para atualização dessas, especialmente para o documento de critérios, bem como a existência de atualizações em documentos apartados (por meio de notas técnicas ou afins) e ainda não inseridas no documento principal.

III.5.1. Ausência de ciclos ou prazo máximo para a avaliação dos documentos que subsidiam o planejamento de expansão do sistema de transmissão

200. Primeiramente, coube analisar as versões vigentes das normas bases para o planejamento de expansão do sistema de transmissão de energia elétrica e suas possíveis atualizações: “Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos para licitação de novas instalações

da rede básica” e “Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão”.

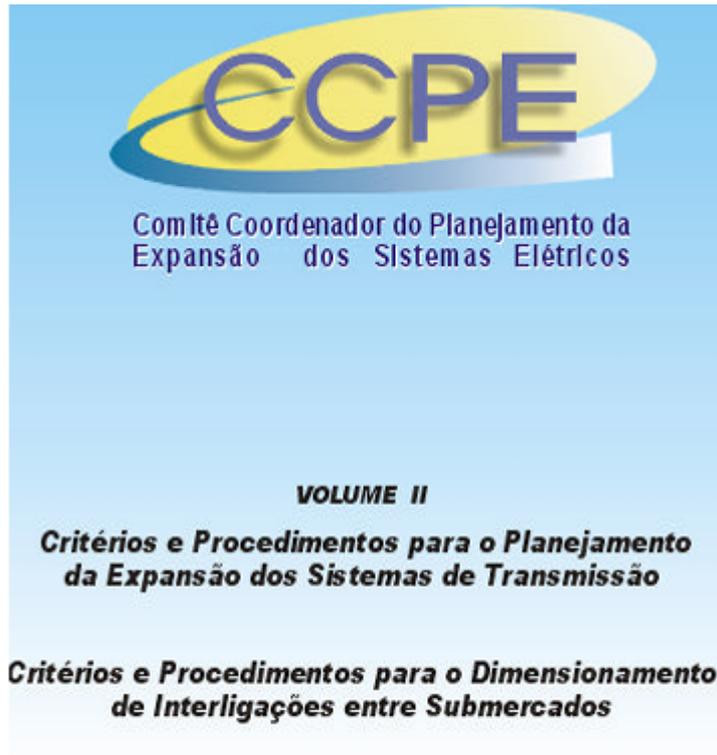
201. No sítio da EPE é possível verificar tanto as normas vigentes quanto as anteriormente emitidas para os referidos documentos. A primeira versão da norma de diretrizes utilizada pela empresa para a realização do planejamento da expansão dos sistemas de transmissão é do ano de 2005. Ela sofreu uma primeira revisão no ano de 2018, ou seja, treze anos após o seu lançamento. A sua última versão é datada de 15 de dezembro de 2020. Todos os três documentos não trazem em seu conteúdo indicação de um ciclo ou período máximo no qual a norma de diretrizes deverá ser reavaliada.

202. Uma nova versão dessas diretrizes, datada de 22 de março de 2023, foi encaminhada ao MME para aprovação, também sem a referida indicação. Logo, percebe-se que houve um longo período para que uma primeira revisão da norma em questão fosse realizada e que não há indicação nas próprias diretrizes de ciclos ou prazo máximo para sua revisão. Entretanto, verifica-se que, nos últimos anos, apesar da ausência de tal previsão, houve revisões mais frequentes desse normativo.

203. Em segunda vertente, coube a verificação dos “Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão”. Tal norma possui apenas uma versão vigente desde 2002 (Figura 28) e outra nova versão encaminhada ao MME para aprovação em 2023, ou seja, passaram-se mais de vinte anos sem uma revisão desse documento. Em nenhuma das versões há indicação de prazos ou ciclos para que seja feita sua reavaliação em função de atualizações a serem utilizadas no planejamento de expansão da transmissão de energia elétrica. Importante mencionar que a versão de 2005 da norma de diretrizes, citava, como nota de rodapé, na página 5, que o documento de “Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão” estaria em processo de revisão pela EPE, ou seja, há mais de 15 anos.

204. Vale ressaltar que ao longo desses anos houve uma grande mudança no setor elétrico brasileiro, com o aumento expressivo de fontes renováveis não despacháveis na matriz elétrica, presença de novas tecnologias, mudanças no mercado etc., trazendo diversos desafios, como já comentado na questão anterior, que certamente exigiriam revisões nas normas de planejamento para a expansão do sistema.

Figura 28. Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão



Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico - Tema 24

Fonte: EPE

205. Diante da ausência de revisão nos mencionados documentos, considera-se relevante a publicação da Portaria MME 215/2020 pelo Ministério de Minas e Energia. Esse normativo trouxe em seu artigo 6º que a EPE deverá submeter para fins de aprovação por parte daquele ministério, com ou sem modificações, os documentos “Critérios e procedimentos para a elaboração de Estudos de Planejamento da Transmissão” e “Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos para licitação de novas instalações da rede básica”. A portaria se limita a informar, no caput do artigo 7º, que “a qualquer tempo, a EPE poderá propor à Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético a atualização dos documentos”.

206. Em que pese o conteúdo do artigo 7º da portaria não estabelecer um período base ou ciclo de revisões, ela determina pontualmente, no inciso II do artigo 15, **que em 36 meses a EPE deverá apresentar “proposta de atualização do documento de Critérios e Procedimentos para a elaboração dos Estudos de Planejamento da Transmissão”**. Contudo, permanece a carência de um ciclo ou prazo máximo para a avaliação do documento e a realização de novas revisões.

207. Em resposta ao Ofício de Requisição 113/2023-TCU/AudElétrica, a EPE relata que, na visão daquela empresa, “há uma avaliação permanente pela EPE visando acumular boas práticas para serem absorvidas futuramente nos documentos” (peça 68, p. 14). Também em resposta ao ofício do TCU, o MME se soma à EPE e informa que “há a possibilidade de revisão nos documentos de critérios, procedimentos e diretrizes a qualquer tempo, sempre que houver uma necessidade identificada que justifique tal ação” (peça 76, p.5).

208. Importante registrar que a EPE, no Ofício 0533/2023/PR/EPE de 22/09/2023 (peça 41, p. 1 e 4) (resposta ao Ofício de Requisição 070/2023-TCU/AudElétrica), cita dois documentos, a exemplo da Nota Técnica EPE-DEE-DEA-NT-029/2020-rev0

*(“Metodologia para avaliação e recomendação de dois circuitos simples em vez de um circuito duplo e afastamento entre circuitos”), de abril/2020, e a necessidade de compatibilizações devido a atualizações e revisões dos Procedimentos de Rede do ONS, a serem utilizados como critérios no planejamento de expansão da transmissão, mas que não compõem a legislação vigente. Reproduz-se o objetivo da mencionada Nota Técnica abaixo (peça 117, p.9):*

*O objetivo desta Nota Técnica é estabelecer uma metodologia de avaliação e análise, passo a passo, que justifique com objetividade e clareza a recomendação e adoção de dois circuitos simples em detrimento da adoção de circuitos duplos, em situações nas quais é necessária a implantação de dois circuitos simples de mesma classe de tensão interconectados às mesmas subestações terminais, bem como a recomendação de afastamento mínimo entre esses circuitos. (destaques nossos)*

*209. Nesse contexto, temos uma atualização da norma baseada em uma nota técnica e que não foi incluída na norma principal. Tal fato pode gerar insegurança jurídica e técnica aos desenvolvedores que se baseiam no documento de critérios vigente.*

*210. Ao ler o Capítulo 4 do PDE-2031, “Planejamento de Expansão da Transmissão”, encontra-se que (peça 81, p. 115): “Os estudos que compõem o processo de planejamento da expansão da transmissão são realizados com base nos critérios de desempenho elétrico preconizados no documento ‘Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão’, elaborado pelo Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE) no ano de 2002”. Logo, o documento original de 2002 permanece sendo base para o planejamento de expansão da transmissão.*

*211. Ainda na página 115 do PDE-2031, há explicitação de que essa atualização seria importante, haja vista que “em 2018, a EPE iniciou trabalho com o objetivo de atualizar esse documento tendo em vista o cenário atual e o previsto para o futuro com forte presença de fontes renováveis na matriz energética brasileira, o que demanda a aplicação de procedimentos e critérios específicos de análise da rede de transmissão”. Assim, há um reconhecimento da própria EPE sobre a importância da atualização da norma, inclusive com uma motivação técnica para tanto. Além disso, a consolidação de possíveis atualizações em um único documento favorece a segurança técnica e jurídica e permite maior transparência a todo processo de planejamento*

*212. Tudo isso posto, percebe-se que há dois pontos que demandam atenção: **a falta de atualização da norma principal**, cuja versão é de 2002, ou seja, mais de vinte anos, e a atualização pontual existente realizada por meio de documentos apartados do principal, fragilizando o aspecto da eficiência do planejamento da expansão do sistema de transmissão.*

*213. Portanto, considera-se adequado **expedir recomendação ao MME**, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c o art. 11 da Resolução-TCU 315/2020, para que, **em conjunto com a EPE**, promova atualizações tempestivas das normas “Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão” e “Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos para licitação de novas instalações da rede básica”, abrangendo a incorporação de alterações pontuais realizadas em expedientes apartados (por meio de notas técnicas ou afins) dos documentos principais a fim de internalizar as novas práticas adotadas no planejamento, além de absorver possíveis impactos que novas tecnologias e alterações de mercado provoquem no setor elétrico brasileiro, evitando-se lapso temporal considerável entre atualizações, como os ora observados.*

#### **IV. CONCLUSÃO**

*214. O presente trabalho tratou de auditoria operacional com objetivo de avaliar o processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica nacional,*

*incluindo critérios e premissas utilizadas, reflexos na segurança de abastecimento e respectiva projeção de custo nas tarifas de energia elétrica.*

*215. Visando melhor delimitação do escopo da auditoria, foram realizadas na fase de planejamento reuniões com diversos agentes do setor, bem como levantados e avaliados os principais riscos envolvidos no processo para subsidiar a elaboração das questões de auditoria e os procedimentos associados.*

*216. Para validar essas questões, organizou-se um painel com gestores, especialistas, associações e representantes dos consumidores. Dada a complexidade e abrangência do tema, foram colhidas sugestões nessa fase a fim de debater a relevância das questões que iriam nortear a execução dos trabalhos.*

*217. De forma semelhante, ao final da fase de execução, a equipe realizou painel sobre a matriz de achados. Para a apresentação da matriz foram convidados representantes do Ministério de Minas e Energia, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), do Operador Nacional do Sistema (ONS), do Gabinete do Ministro Relator, além de associações, como Abrate, Abrace, Abeólica, Absolar e do grupo de estudos do Setor Elétrico Gesel/UFRJ, Volt Robotics e Frente Nacional dos Consumidores. Com um total de 44 participantes, foram colhidas sugestões e melhorias que foram consideradas neste relatório.*

*218. Para a realização desta auditoria foram elaboradas cinco questões que serviram de guia para a execução dos trabalhos, resultando em cinco achados vinculados à quatro delas.*

*219. A **questão de auditoria 1** buscou verificar a existência de mecanismo de controle sobre os resultados dos estudos de planejamento da expansão da transmissão.*

*220. Identificou-se carência desses indicadores de resultados e a percepção dos planejadores de que não haveria necessidade de implementar tais ferramentas.*

*221. Em contraponto, observou-se alguns indicadores não diretamente afetos ao planejamento, mas que sinalizam relevante contribuição para monitoramento e controle de etapas distintas de implementação do sistema de transmissão de energia elétrica, a exemplo do IASO-T da Aneel.*

*222. Assim, propõe-se recomendação ao MME, em conjunto com a EPE, ONS e Aneel, para que estude a adoção de indicadores capazes de avaliar a qualidade, eficácia, eficiência e efetividade do processo de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, garantindo a retroalimentação e o constante aperfeiçoamento. (item III.1.1 do relatório)*

*223. Concernente à **questão 2**, a auditoria abordou a transparência dos impactos estimados dos investimentos na expansão do sistema de transmissão nas tarifas de energia elétrica. A constatação foi no sentido de que há necessidade de melhorias na divulgação dos custos de transmissão, envolvendo três vertentes.*

*224. Inicialmente, observou-se que o valor da tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) divulgado pela Aneel abrange a informação por barramento do sistema, o que dificulta a compreensão do consumidor médio.*

*225. Um segundo aspecto apurado se refere ao valor da “transmissão” divulgado no painel sobre tarifas residenciais da Aneel. Notou-se que este, apesar da sua correção para o fim que se destina no referido painel, não retrata adequadamente o custo da transmissão, haja vista tratar como total apenas a parte do valor da TUST-Carga/Consumo, sem considerar as demais parcelas que custeiam essa função (TUST-Geração, Transporte de Itaipu e descontos para fontes incentivadas). Dessa forma, pode levar a uma interpretação equivocada de quanto as redes de transmissão representam dentro do custo do sistema elétrico como um todo.*

226. Além disso, verificou-se que há distribuidoras que não fornecem ao consumidor acesso aos valores que pagam pelas funções de custo em suas faturas de energia, em descumprimento aos regulamentos da Aneel. Também, perceberam-se contradições entre normativos daquela Agência (Prodist e Proret), no tocante à divulgação dessas informações, podendo gerar interpretações divergentes pelas distribuidoras em como disponibilizar esses dados aos consumidores.

227. Visando aperfeiçoar esses apontamentos, foram propostas recomendações à Aneel para que estude: i) melhorias na publicação do painel “TUST-Rede Básica” a fim de conferir maior utilidade às informações divulgadas para o consumidor, aderindo aos princípios do Decreto 11.529/2023 (por exemplo agregando os valores por UF ou área de concessão); ii) aperfeiçoamentos na forma de divulgação das parcelas da tarifa de energia a fim de retratar os custos de transmissão de forma mais aderente a sua efetiva participação no valor total da tarifa, buscando apresentar, em outros painéis, informação que demonstre os valores por segmento (considerando parcelas que se encontram embutidas em outras funções de custo); e iii) estude a possibilidade regulatória de as distribuidoras informarem em área apropriada nas faturas de energia que os valores referentes às “funções de custo” (Energia, Transmissão, Distribuição e Encargos) estão disponíveis em área privativa dos consumidores no site da distribuidora. (itens III.2.1 III.2.2 e III.2.3 do relatório)

228. Além disso, propõe-se deixar de dar ciência à Aneel dos problemas encontrados, com fundamento no inciso I do art. 16 da Resolução-TCU 315, de 2020, tendo em conta que a unidade jurisdicionada dispõe-se a corrigir as eventuais irregularidades cometidas pelas distribuidoras na divulgação das informações suplementares obrigatórias e a incompatibilidade entre os normativos Prodist e Proret até o próximo processo de revisão do Proret e Prodist, sem prejuízo de que o TCU verifique a efetiva implementação e os impactos dela resultantes. (item III.2.3 do relatório)

229. Já a **questão 3 de auditoria** avaliou se os estudos de expansão da transmissão têm considerado a adoção de novas tecnologias nas alternativas a serem avaliadas na medida em que essas se tornam operacionais. Verificou-se que as ferramentas computacionais utilizadas para a modelagem da expansão dos sistemas de transmissão não conseguem retratar as novas tecnologias ou as retratam de maneira simplificada, dificultando sua inserção entre as alternativas a serem consideradas pelo planejador.

230. Estudos e relatórios consultados apontam esse problema, além do que o próprio planejador reconhece a necessidade de atualização de seus modelos para representar adequadamente essas novas tecnologias. O uso dessas ferramentas pode propiciar melhora no processo de planejamento, bem como no desempenho e efetividade da rede e/ou redução de custos vinculados à expansão do sistema.

231. Ainda em relação à questão 3, identificou-se a ausência de instrumentos regulatórios que propiciem a integração de novas tecnologias ao SEB.

232. Em que pese a existência de algumas iniciativas visando a adoção de novas tecnologias, a exemplo da Consulta Pública 39/2023 da Aneel, que trata de proposta de aprimoramentos na regulação do setor elétrico para permitir integração eficiente de recursos de armazenamento no SEB, existem outras tecnologias aplicadas aos sistemas de transmissão que ainda carecem de maior atenção para que sejam fomentadas no país (como DLR, HVDC-VSC, FACTS etc.). Assim, é importante que sejam avaliadas possíveis barreiras regulatórias que dificultem a inserção dessas tecnologias, podendo-se realizar sandboxes regulatórios (ou projetos pilotos) para testá-las e/ou consultas públicas para discussão do tema.

233. Destarte, quanto ao primeiro aspecto foi proposta recomendação à EPE, com apoio do ONS, que envide esforços para o desenvolvimento ou aquisição de sistemas computacionais que sejam capazes de representar as novas tecnologias aplicáveis aos sistemas de transmissão (a exemplo de sistemas de armazenamento de energia, FACTS, HVDC-VSC, DLR, entre outras), possibilitando

*considerar esses dispositivos nos modelos estudados para o planejamento da expansão da rede. (item III.3.1 do relatório)*

234. Já em relação ao segundo ponto, propõe-se deixar de recomendar à Aneel, com fundamento no inciso I do parágrafo único do art. 16 da Resolução-TCU 315, de 2020, que fomente discussões de forma a permitir a introdução de novas tecnologias nos sistemas de transmissão de energia elétrica, tendo em conta que o tema está em andamento na Agência por meio de diferentes projetos e iniciativas, sem prejuízo de que o TCU verifique a efetiva implementação e os impactos deles resultantes. (item III.3.2 do relatório)

235. A **questão 4 de auditoria** indagou como o crescimento das fontes renováveis intermitentes, tanto de maneira centralizada quanto através da mini e microgeração distribuída (MMGD), tem impactado as necessidades do planejamento de expansão de transmissão, considerando, ainda, fatores conjunturais. Explorou-se neste tópico como o avanço dessas fontes tem trazidos desafios tanto para o planejador como para o operador dos sistemas de transmissão, não só no Brasil, mas em diversos países, trazendo, por exemplo, problemas como o descasamento entre os prazos de implantação de parques eólicos e solares e as redes de transmissão.

236. Contudo, observou-se que EPE e ONS têm acompanhado esses desafios e buscam superá-los, seja por meio da realização de planejamento prospectivo da transmissão (EPE), seja por meio de atuação junto a instituições e organizações que podem ajudar a resolver problemas para a operação da rede de distribuição (com reflexos na transmissão) com a forte penetração da MMGD (ONS).

237. Além disso, diversos temas conjunturais envolvendo o tema da transmissão, como a “corrida do ouro”, “dia do perdão”, procedimento competitivo de margem (PCM), sinal locacional, estavam sendo acompanhados pelos agentes responsáveis, não se vislumbrando a necessidade de uma maior avaliação desses assuntos nesta auditoria.

238. Portanto, não houve um achado de auditoria vinculado a esta questão. (item III.4 do relatório)

239. Por fim, a **questão 5 de auditoria** foi responsável por apurar se as normas que definem critérios, procedimentos e diretrizes para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão são atualizadas e reavaliadas periodicamente. Identificou-se a ausência de ciclos ou prazo máximo para a reavaliação ou atualização dos documentos que subsidiam o planejamento de expansão do sistema de transmissão, sendo de 2002 a versão vigente das normas sobre critérios e procedimentos.

240. Apesar de haver atualizações em documentos apartados (notas técnicas e afins), há um lapso temporal considerável até que os novos conteúdos estejam formalmente inseridos no documento principal. Documentos desatualizados podem gerar insegurança tanto técnica quanto jurídica em relação à sua adequada aplicabilidade para o planejamento do setor.

241. Dessa forma, propõe-se recomendar ao MME para que, em conjunto com a EPE, promova atualizações tempestivas das normas “Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão” e “Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos para licitação de novas instalações da rede básica”, abrangendo a incorporação de alterações realizadas em expedientes apartados (por meio de notas técnicas ou afins) dos documentos principais a fim de internalizar as novas práticas adotadas no planejamento, além de absorver possíveis impactos que novas tecnologias e alterações de mercado provoquem no setor elétrico brasileiro, evitando-se longos períodos para atualizações.

## **V. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO**

242. Ante o exposto, sugere-se o encaminhamento dos autos ao Gabinete do Exmo. Ministro-Relator Walton Alencar Rodrigues, com as seguintes propostas de encaminhamento:

242.1. **recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)**, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11 da Resolução-TCU 315/2020 que:

242.1.1 estude melhorias na publicação do painel “TUST-Rede Básica” a fim de conferir maior utilidade às informações divulgadas para o consumidor, aderindo aos princípios do Decreto 11.529/2023 (por exemplo agregando os valores por UF ou área de concessão);

242.1.2 estude aperfeiçoamentos na forma de divulgação das parcelas da tarifa de energia a fim de retratar os custos de transmissão de forma mais aderente a sua efetiva participação no valor total da tarifa, buscando apresentar, em outros painéis, informação que demonstre os valores por segmento (geração/energia, transmissão, distribuição, perdas etc.), considerando parcelas que se encontram embutidas em outras funções de custo;

242.1.3 estude a possibilidade regulatória de as distribuidoras informarem em área apropriada nas faturas de energia que os valores referentes às “funções de custo” (Energia, Transmissão, Distribuição e Encargos) estão disponíveis em área privativa dos consumidores no site da distribuidora; e

242.2. **recomendar ao Ministério de Minas e Energia (MME)**, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11 da Resolução-TCU 315/2020 que:

242.2.1 **em conjunto com a EPE, ONS e Aneel**, estude a adoção de indicadores capazes de avaliar a qualidade, eficácia, eficiência e efetividade do processo de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, garantindo a retroalimentação e o constante aperfeiçoamento; e

242.2.2 **em conjunto com a EPE**, promova atualizações tempestivas das normas “Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão” e “Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos para licitação de novas instalações da rede básica”, abrangendo a incorporação de alterações pontuais realizadas em expedientes apartados (por meio de notas técnicas ou afins) dos documentos principais a fim de internalizar as novas práticas adotadas no planejamento, além de absorver possíveis impactos que novas tecnologias e alterações de mercado provoquem no setor elétrico brasileiro, evitando-se lapso temporal considerável entre atualizações.

242.3. **recomendar à Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, com fundamento no art. 250, inciso III do Regimento Interno do TCU c/c art. 11 da Resolução-TCU 315/2020 que, **com apoio do ONS**, envie esforços para o desenvolvimento ou aquisição de sistemas computacionais que sejam capazes de representar as novas tecnologias aplicáveis aos sistemas de transmissão (a exemplo de sistemas de armazenamento de energia, FACTS, HVDC-VSC, DLR, entre outras), possibilitando considerar esses dispositivos nos modelos estudados para o planejamento da expansão da rede;

242.4. **deixar de dar ciência à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)** dos problemas encontrados na divulgação de dados pelas distribuidoras, com fundamento no inciso I do art. 16 da Resolução-TCU nº 315, de 2020, tendo em conta que a unidade jurisdicionada dispõe-se a corrigir as eventuais irregularidades cometidas pelas distribuidoras na divulgação das informações suplementares obrigatórias e a incompatibilidade entre os normativos Prodist e Proret até o próximo processo de revisão do Proret e Prodist, sem prejuízo de que o TCU verifique a efetiva implementação e os impactos dela resultantes;

242.5. **deixar de recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)** que fomenta discussões de forma a permitir a introdução de novas tecnologias nos sistemas de transmissão de energia elétrica, com fundamento no inciso I do parágrafo único do art. 16 da Resolução-TCU 315, de 2020, tendo em conta que o tema está em andamento na Agência por meio de diferentes projetos e

*iniciativas, sem prejuízo de que o TCU verifique a efetiva implementação e os impactos dela resultantes; e*

*242.6. 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:*

*242.7. **monitorar as recomendações** contidas nos itens 242.1, 242.2 e 242.3; e*

*242.8. **dar ciência do acórdão que vier a ser proferido** à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados e à Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal, ao Ministério de Minas e Energia, à Agência Nacional de Energia Elétrica, ao Operador Nacional do Sistema e à Empresa de Pesquisa Energética, destacando que o relatório e o voto que fundamentam a deliberação ora encaminhada podem ser acessados por meio do endereço eletrônico [www.tcu.gov.br/acordaos](http://www.tcu.gov.br/acordaos) e que, caso tenham interesse, o Tribunal pode encaminhar-lhes cópia desses documentos sem quaisquer custos.*

## VOTO

Trata-se de auditoria operacional destinada a avaliar o processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica nacional, incluindo premissas utilizadas, reflexos na segurança de abastecimento e projeções de custos da energia elétrica.

O modelo atual de planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil é regulado pela Portaria MME 215/2020, que estabelece as diretrizes para elaboração do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE, do Ministério de Minas e Energia.

Conforme detalhado no relatório antecedente, o planejamento ocorre de forma segmentada, com papéis distintos atribuídos ao Ministério de Minas e Energia - MME, à Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel, à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e a diversas outras instituições que compõem os Grupos de Estudos de Transmissão – GETs.

Na fase de planejamento da presente auditoria, que contou com a realização de painel de referência com 49 participantes, foram elaboradas as seguintes questões de auditoria:

**Questão 1:** Existe mecanismo de controle sobre os resultados dos estudos de planejamento da expansão da transmissão?

**Questão 2:** Há transparência dos impactos estimados dos investimentos na expansão do sistema de transmissão nas tarifas de energia elétrica?

**Questão 3:** Os estudos de expansão da transmissão têm considerado a adoção de novas tecnologias nas alternativas a serem avaliadas na medida em que essas se tornam operacionais?

**Questão 4:** Como o crescimento das fontes renováveis intermitentes, tanto de maneira centralizada quanto através da mini e micro geração distribuída (MMGD), tem impactado as necessidades do planejamento de expansão de transmissão, considerando, ainda, fatores conjunturais?

**Questão 5:** As normas que definem critérios, procedimentos e diretrizes para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão são atualizadas e reavaliadas periodicamente?

Semelhantemente, ao final da fase de execução dos trabalhos, a equipe realizou painel de referência sobre a matriz de achados de auditoria, que contou com representantes do MME, da Aneel, da EPE, do ONS, além de associações, como Abrate, Abrace, Abeólica, Absolar e do grupo de estudos do Setor Elétrico Gesel/UFRJ, Volt Robotics e Frente Nacional dos Consumidores.

Verificou-se, em relação à **primeira questão de auditoria**, a ausência de mecanismos de controle sobre os resultados dos estudos de planejamento da expansão da transmissão, bem como a existência de percepção, por parte dos planejadores, de que não haveria necessidade de implementar tais ferramentas.

A equipe identificou haver esforços para a melhor execução possível do que foi planejado, mas a inexistência de indicadores não permite verificar o nível de efetividade do planejamento na resolução dos problemas apontados.

Para tentar medir essa capacidade preditiva dos planejamentos, a equipe de fiscalização identificou a quantidade de obras com “necessidade imediata” nos Planos de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica, que consolidam os resultados dos estudos de planejamento da transmissão, tendo apurado que, nos últimos 3 anos, o índice de obras com necessidade imediata nos planejamentos foi de 78%.

Ora, seria de se esperar que a maior parte das obras contidas no planejamento não fossem de necessidade imediata, dada a natureza de médio e longo prazo da atividade, o que evidencia um viés mais reativo do que prospectivo, o que não é adequado ou desejável.

Assim, acolho a proposta de recomendar ao MME, em conjunto com a EPE, ONS e Aneel, para que estudem a adoção de indicadores capazes de avaliar a qualidade, eficácia, eficiência e efetividade do processo de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, garantindo a retroalimentação e o constante aperfeiçoamento

Em relação à transparência do impacto, nas tarifas de energia elétrica, dos investimentos planejados para a expansão do sistema de transmissão (**questão 2**), a equipe apontou que a divulgação de tarifas de transmissão seria de difícil compreensão pelo usuário médio, permite interpretação equivocada e estaria em desacordo com normas editadas.

A Aneel se dispôs a corrigir eventuais impropriedades e a incompatibilidade entre as normas identificadas, não havendo necessidade de outras medidas por parte deste Tribunal, sem prejuízo de que seja verificada a efetiva implementação das correções.

Quanto à **questão 3**, referente à adoção de novas tecnologias nas alternativas a serem avaliadas nos estudos de expansão da transmissão, as ferramentas computacionais utilizadas para a modelagem da expansão dos sistemas de transmissão não conseguem retratar adequadamente as novas tecnologias, além de não haver instrumentos regulatórios que propiciem a integração de inovações ao planejamento.

Considerando que a introdução de novas tecnologias nos sistemas de transmissão de energia elétrica é tema que está em andamento na Aneel, por meio de diferentes projetos e iniciativas, acolho a proposta de tão somente recomendar à EPE, com apoio do ONS, que envide esforços para o desenvolvimento ou aquisição de sistemas computacionais que sejam capazes de representar as novas tecnologias aplicáveis aos sistemas de transmissão (a exemplo de sistemas de armazenamento de energia).

Em relação à **questão 4**, que tratou do impacto no planejamento do crescimento das fontes renováveis intermitentes, não houve achado de auditoria, não havendo nenhum encaminhamento sobre o tema.

Por fim, no que respeita à **questão 5**, que visava a examinar a atualização e reavaliação periódica das normas que definem critérios, procedimentos e diretrizes para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, identificou-se a ausência de ciclos estabelecidos de reavaliação ou atualização, sendo de 2002 a versão atualmente em vigor.

Assim, acolho as propostas de recomendação para promoção de atualizações tempestivas das normas.

Ante o exposto, acolho na íntegra a análise da AudEletrica, incorporando-a às minhas razões de decidir, e VOTO para que seja adotado o Acórdão que trago ao exame deste Colegiado.

TCU, Sala das Sessões, em 30 de outubro de 2024.

WALTON ALENCAR RODRIGUES  
Relator

## ACÓRDÃO Nº 2337/2024 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC 021.594/2023-6.
2. Grupo I – Classe de Assunto: V – Relatório de Auditoria.
3. Interessados/Responsáveis: não há.
4. Órgãos/Entidades: Agência Nacional de Energia Elétrica; Empresa de Pesquisa Energética; Ministério de Minas e Energia; Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.
5. Relator: Ministro Walton Alencar Rodrigues.
6. Representante do Ministério Público: não atuou.
7. Unidade Técnica: Unidade de Auditoria Especializada em Energia Elétrica e Nuclear (AudElétrica).
8. Representação legal: não há.

## 9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de auditoria operacional cujo objetivo foi a avaliar o processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão de energia elétrica nacional;

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em sessão do Plenário, diante das razões expostas pelo Relator, em:

9.1. recomendar à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, c/c o art. 11 da Resolução-TCU 315/2020 que:

9.1.1. estude melhorias na publicação do painel “TUST-Rede Básica”, a fim de conferir maior utilidade às informações divulgadas para o consumidor, aderindo aos princípios do Decreto 11.529/2023;

9.1.2. estude aperfeiçoamentos na forma de divulgação das parcelas da tarifa de energia, a fim de retratar os custos de transmissão de forma mais aderente a sua efetiva participação no valor total da tarifa, buscando apresentar, em outros painéis, informação que demonstre os valores por segmento, considerando parcelas que se encontram embutidas em outras funções de custo;

9.1.3. estude a possibilidade de as distribuidoras informarem, em área apropriada nas faturas de energia, que os valores referentes às “funções de custo” (Energia, Transmissão, Distribuição e Encargos) estão disponíveis em área privativa dos consumidores no *site* da distribuidora;

9.2. recomendar ao Ministério de Minas e Energia (MME), com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU, c/c art. 11 da Resolução-TCU 315/2020 que:

9.2.1. em conjunto com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Aneel, estude a adoção de indicadores capazes de avaliar a qualidade, eficácia, eficiência e efetividade do processo de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, garantindo a retroalimentação e o constante aperfeiçoamento;

9.2.2. em conjunto com a EPE, promova atualizações tempestivas das normas “Critérios e procedimentos para o planejamento da expansão dos sistemas de transmissão” e “Diretrizes para elaboração dos relatórios técnicos para licitação de novas instalações da rede básica”, abrangendo a incorporação de alterações pontuais realizadas em expedientes apartados dos documentos principais, a fim de internalizar as novas práticas adotadas no planejamento, além de absorver possíveis impactos que novas tecnologias e alterações de mercado provoquem no setor elétrico brasileiro;

9.3. recomendar à Empresa de Pesquisa Energética, com fundamento no art. 250, inciso III, do Regimento Interno do TCU c/c art. 11 da Resolução-TCU 315/2020 que, com apoio do ONS, envide esforços para o desenvolvimento ou aquisição de sistemas computacionais que sejam capazes de representar as novas tecnologias aplicáveis aos sistemas de transmissão (a exemplo de sistemas de armazenamento de energia, FACTS, HVDC-VSC, DLR, entre outras), possibilitando considerar esses dispositivos nos modelos estudados para o planejamento da expansão da rede;

9.4. ordenar à AudEletrica que monitore a implementação das medidas objeto dos itens

9.1, 9.2 e 9.3 deste Acórdão; e

9.5. dar ciência deste acórdão à Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, à Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal, ao Ministério de Minas e Energia, à Agência Nacional de Energia Elétrica, ao Operador Nacional do Sistema e à Empresa de Pesquisa Energética.

10. Ata nº 44/2024 – Plenário.

11. Data da Sessão: 30/10/2024 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2337-44/24-P.

13. Especificação do quórum:

13.1. Ministros presentes: Bruno Dantas (Presidente), Walton Alencar Rodrigues (Relator), Benjamin Zymler, Vital do Rêgo e Jorge Oliveira.

13.2. Ministro-Substituto convocado: Augusto Sherman Cavalcanti.

(Assinado Eletronicamente)

**BRUNO DANTAS**

Presidente

(Assinado Eletronicamente)

**WALTON ALENCAR RODRIGUES**

Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)

**CRISTINA MACHADO DA COSTA E SILVA**

Procuradora-Geral