



Rio de Janeiro, 27 de junho de 2023.
ABRAGET 027/23.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

**Nome da Instituição: Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas
ABRAGET**

Ato Regulatório: 2ª Fase da Consulta Pública ANEEL Nº 52/2022

Assunto: Contribuições da ABRAGET para a 2ª Fase da Consulta Pública nº. 052/2022 –
Obter subsídios referente ao relatório de AIR que trata do acesso à transmissão
frente ao cenário de expansão de geradores eólicos e fotovoltaicos

Prezados,

A ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas vem apresentar seus comentários e contribuições à 2ª Fase da Consulta Pública ANEEL nº 052/2022, cujo objetivo é obter subsídios referente ao relatório de AIR que trata do acesso à transmissão o cenário de expansão de geradores eólicos e fotovoltaicos.

1. O Relatório de Análise de Impacto Regulatório disponibilizado nesta Consulta Pública tem como ponto de partida a avaliação do aumento da capacidade da interligação entre as Regiões Nordeste – Sudeste/Centro-Oeste, para escoamento de excedentes de energia renovável (em especial a geração eólica e fotovoltaica) gerada na Região Nordeste.

2. O primeiro ponto de questionamento da ABRAGET é o fato de que a Consulta Pública endereça a necessidade do aumento de interligações de transmissão de forma a atender ao elevado número de solicitações de acesso ao sistema de transmissão por parte de empreendimentos de geração de energia renovável, principalmente na região nordeste e norte do estado de Minas Gerais.
3. Na opinião da ABRAGET, a situação supracitada é um sintoma da falta de um processo de planejamento que avaliasse, previamente os seguintes aspectos: (i) a perspectiva de aumento da demanda; (ii) os critérios de confiabilidade para o sistema e; (iii) os custos para todo os agentes do SIN.
4. A atual diretriz vai na contramão do critério preconizado para efeitos da expansão da geração, onde a transmissão deveria ser planejada para atender o escoamento da geração vencedora dos Leilões de energia, que por sua vez levavam em consideração a perspectiva de crescimento da demanda. Além do mais, os empreendimentos vencedores dos certames, no caso as hidrelétricas e as termelétricas, tinham como características a despachabilidade e a controlabilidade necessária para garantir a segurança elétrica e energética do sistema
5. Ao invés disso, está sendo adotado como único critério, o planejamento da expansão da transmissão com o objetivo de atender a “corrida” das fontes de geração eólica e solar tendo em vista a perspectiva do fim do benefício da redução de até 50% nas tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST), para este tipo de geradores, conforme estabelecido na Lei 14.120/2021.
6. Desta forma, a atual política de elevar a exportação de energia do N/NE através da interligação para o SE/CO reflete em uma expansão que poderá provocar aumentos tarifários desnecessários aos consumidores finais de energia elétrica, além de não considerar outras políticas públicas, tais como a definida pela Lei 14.120/21, que criou o mecanismo de “reserva de capacidade”, que prevê geração despachável local, como ocorre em mercado de capacidade internacional.

7. O problema de planejamento identificado pela ABRAGET nos itens anteriores, consiste no fato de que as obras para implantação dos geradores eólicos e fotovoltaicos são concluídas muito antes da expansão de transmissão necessária para escoamento desta energia renovável.
8. Diante deste fato, existem duas alternativas para efeitos de expansão da transmissão: (i) Fila de Renováveis, que é adotada em diversos mercados, uma vez que é a metodologia mais adequada tecnicamente e economicamente; e (ii) fazer a expansão da transmissão antes da implantação da geração renovável (sem fila).
9. Pela metodologia da Fila, a expansão da Transmissão é realizada através de um critério econômico, onde a construção de nova linha de transmissão somente será aprovada quando os custos da expansão da transmissão sejam suficientes para atender o crescimento estimado da demanda de energia, de forma a acomodar a expansão da geração renovável candidata, sem que haja impactos consideráveis nas tarifas dos consumidores. Caso a estimativa de crescimento da demanda seja inferior ao montante de geração renovável candidata, estes projetos aguardam na fila até que haja previsão de demanda necessária para o escoamento da energia através de nova linha de transmissão.
10. Ao contrário desta teoria, o que vem ocorrendo atualmente no Brasil é um planejamento de forma a introduzir a expansão de longos troncos de transmissão de Corrente Alternada e de Corrente Contínua, a maioria com mais de 3.000km de extensão, de forma a acomodar o montante de geração renovável que solicitou acesso à transmissão, sem considerar a perspectiva de crescimento da demanda.
11. A preocupação da ABRAGET com a proposta deste tipo de Planejamento está no fato de que existe um risco dos geradores renováveis que solicitaram acesso a transmissão eventualmente desistirem de implantar seus respectivos projetos. Este pleito dos geradores é inclusive tema da Consulta Pública 015/2023, onde está sendo analisada a criação de “um instrumento que, excepcionalmente, permita aos geradores eólicos e solares aderirem a um programa de rescisão amigável de CUST.”

12. Podemos citar como exemplo de fatores que poderão aumentar ainda mais a possibilidade de desistência destes empreendimentos, o fato de que para o horizonte de médio prazo, considerando a tendência de que os custos da energia no Mercado de Curto Prazo continuem baixos, surjam oportunidades de negócios mais rentáveis para os geradores de energia renovável, como o desenvolvimento da tecnologia e redução de custos para a produção e exportação de Hidrogênio Verde para o mercado internacional e doméstico.
13. Se tal fato previsto para uma Transição Energética em nível global ocorrer, é muito provável que várias das Linhas de Transmissão planejadas exclusivamente para escoamento da energia do NE para o SE/CO venham ser implantadas com baixo carregamento, o que acarretará custos para todos os demais agentes do Setor Elétrico Brasileiro e principalmente para os consumidores.
14. Com relação a questão da confiabilidade elétrica, a preocupação da ABRAGET está no fato de que quando os processos e parâmetros que determinam o planejamento elétrico e energético não estão adequados, o déficit por fontes de geração despacháveis e síncronas está sendo compensando por uma expansão excessiva da rede de transmissão, aumentando desnecessariamente a tarifa paga pelo consumidor final de energia.
15. Um sintoma desse problema é o acréscimo da presença de compensadores síncronos nos lotes dos leilões de transmissão. Observa-se que tanto a quantidade como os valores dos investimentos envolvidos vêm aumentando – evidenciando que é necessária a análise prévia se os empreendimentos de geração locais, prestando inclusive serviços ancilares, poderiam reduzir o custo global da expansão do conjunto geração e transmissão.

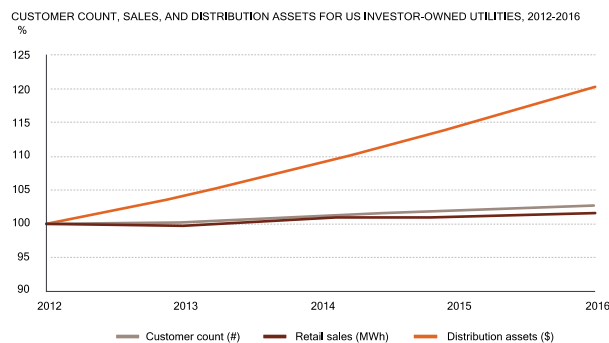
Leilão	Tensão	MVA	Quantidade	Investimento
002/2021	500	-300 a 300	3	R\$ 599.393.387,17
005/2016	500	-180 a 300	3	R\$ 351.301.015,49
001/2020	500	-180 a 300	1	R\$ 113.927.485,61
002/2018	500	-150 a 300	1	R\$ 106.444.167,30
005/2016	500	-150 a 300	1	R\$ 104.032.008,54
005/2016	440	-125 a 250	1	R\$ 100.196.364,08
005/2016	525	-100 a 300	1	R\$ 99.682.448,50

005/2016	500	-150 a 250	1	R\$ 96.322.545,64
005/2016	230	-90 a 150	1	R\$ 90.437.024,62
005/2016	230	-90 a 150	1	R\$ 90.437.024,62
005/2016	230	-75 a 150	1	R\$ 88.005.213,69
005/2016	230	-55 a 110	1	R\$ 80.609.989,53
002/2018	230	-75 a 150	1	R\$ 78.327.869,85
004/2018	525	-90 a 150	1	R\$ 61.394.882,75
004/2018	230	-90 a 150	1	R\$ 57.294.782,47
004/2018	230	-90 a 150	1	R\$ 57.294.782,47

Fonte: ANEEL

16. Tal questão tem sido percebida em vários mercados de energia elétrica. Um exemplo tem sido percebido em jurisdições dos EUA, onde tem sido observada uma explosão dos custos relacionados aos ativos de rede, justamente devido ao aumento da penetração de Recursos Energéticos Distribuídos, em especial as fontes solar e eólica (Figura 1 abaixo).

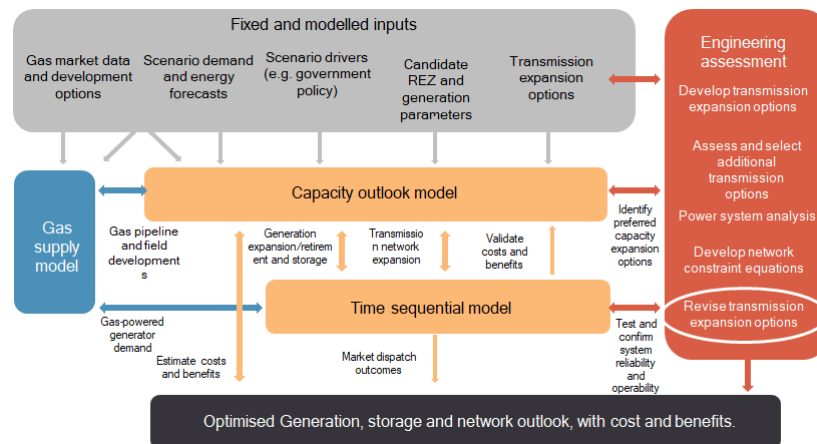
Figura 1 – Aumento dos custos com os ativos de distribuição nos EUA¹



17. Não por acaso, que justamente por esse aspecto, foi incluído um capítulo no plano de expansão da Austrália - o Integrated System Plan (ISP) - que passará a incorporar análises prévias de indicadores de custo-benefício na expansão de transmissão (Figura 2 abaixo)

¹ The Non-wires alternatives Implementation playbook A practical guide for regulators, utilities, and developers <https://rmi.org/wp-content/uploads/2018/12/rmi-non-wires-solutions-playbook-report-2018.pdf> <https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/2022-documents/2022-integrated-system-plan-isp.pdf?la=en>

Figura 2 – Análise prévia da expansão da transmissão



18. Adicionalmente, como preconizado pelo PNE2050, cabe ao planejamento avaliar se a expansão de sistemas descentralizados de produção trará como benefício a postergação de investimentos de expansão da rede, redução de perdas com transmissão e distribuição, além de uma possível alocação mais eficiente de recursos.
19. Os custos associados a expansão da transmissão para possibilitar o escoamento da energia renovável da região Nordeste atingirá investimentos em infraestrutura de cerca de 32 Bilhões, acarretando RAP (Receita Anula Permitida) de cerca de 5,7 Bilhões de reais. As obras do 2º Leilão de Transmissão de 2023 representa cerca de 61% desses investimentos.
20. O nosso entendimento é que essas linhas estão sendo construídas com base numa possível entrada em operação de usinas eólicas e solares que ainda estão em fase de projeto. Caso as mesmas não sejam implementadas, a TUST/TUSD que seria paga por elas deverão ser pagas pelos geradores existentes e consumidores, onerando significativamente os citados agentes, que teriam que "banca" tais custos de transmissão adicionais. Ou seja, as empresas de transmissão têm a sua receita garantida e oneram-se os agentes pagadores da CUST/CUSD

21. Além disso, a energia das fontes renováveis oriunda, como por exemplo, através do elo CC Graça Aranha-Silvânia concorre com térmicas previstas na região Centro-Oeste, estabelecidas na Lei 14.182/2021 acarretando uma redução das margens de escoamento na rede de 345 kV, que atende a região de Goiás/DF, em cerca de 50%.
22. Observa-se uma vulnerabilidade operacional quanto a contribuição sistêmica operativa do Bipolo quanto a contribuição na inércia elétrica e as complicações nas oscilações de tensão refletindo também a variação no reativo do sistema. Os reflexos na saída em emergência de um bloco elevado potência ativa refletindo no restante do sistema elétrico brasileiro.
23. Face ao exposto, o processo de planejamento precisa ser ajustado: a decisão de expansão da transmissão precisa ser precedida de análise do crescimento da demanda e do atendimento por empreendimentos locais de geração.
24. A atual política de elevar a margem de exportação N/NE em detrimento de potenciais problemas no sistema receptor Sudeste reflete em uma política de expansão que provoca aumentos tarifários desnecessários aos consumidores finais de energia elétrica.

No momento não há comentários adicionais. Mais uma vez, agradecemos a atenção e subscrevemo-nos.

Atenciosamente,



Xisto Vieira Filho

Presidente