



ANÁLISE DA MARGEM DE ESTABILIDADE DE TENSÃO EM UM CENÁRIO DE PICO DE CARGA NO NORDESTE BRASILEIRO

VOLTAGE STABILITY MARGIN ANALYSIS FOR NORTHEAST BRAZIL UNDER PEAK LOAD CONDITIONS

Cristian Kelvin Arruda de Macena¹
Stephanie Emilly de Brito Paz Silva²
Ariel Souza Medeiros³
Marley Fagundes Tavares⁴
João Pedro Lima Dantas⁵

PALAVRAS-CHAVE: Estabilidade de tensão; Geração eólica; Curva PV; Fluxo de potência continuado.

1 INTRODUÇÃO

A expansão da geração eólica tem se destacado na diversificação da matriz energética brasileira, com a região Nordeste concentrando mais de 90% da capacidade instalada no país (ONS, 2023). Apesar dos benefícios, a integração de fontes intermitentes impõe desafios à estabilidade de tensão, um fator crítico para a segurança da rede (Milano *et al.*, 2022; Malik *et al.*, 2024). Esses desafios são particularmente acentuados durante os patamares de maior carga, pois é nessas condições de alto estresse que o sistema opera mais próximo de seus limites e as vulnerabilidades se tornam mais evidentes.

Para quantificar a robustez do sistema sob tais condições, este trabalho propõe uma análise focada no horário de pico de carga diário. A metodologia empregada baseia-se na obtenção da Margem de Estabilidade de Tensão (MET), descrita como o intervalo entre o ponto de operação e o ponto de máximo carregamento. Segundo o Kundur (1994), a MET pode ser determinada a partir da análise das curvas PV, que são obtidas por meio do método de Fluxo de Potência Continuado (FPC). Ao utilizar dados operativos de um dia com elevada produção eólica, esse trabalho tem o objetivo de avaliar a estabilidade do sistema em sua condição mais crítica, oferecendo uma visão acurada da segurança da rede frente à alta penetração de fontes renováveis.

¹ Discente IFBA. E-mail: cristiak@gmail.com

² Discente IFBA. E-mail: stephanieemilly9@gmail.com

³ Discente IFBA. E-mail: ariel.souza0798@gmail.com

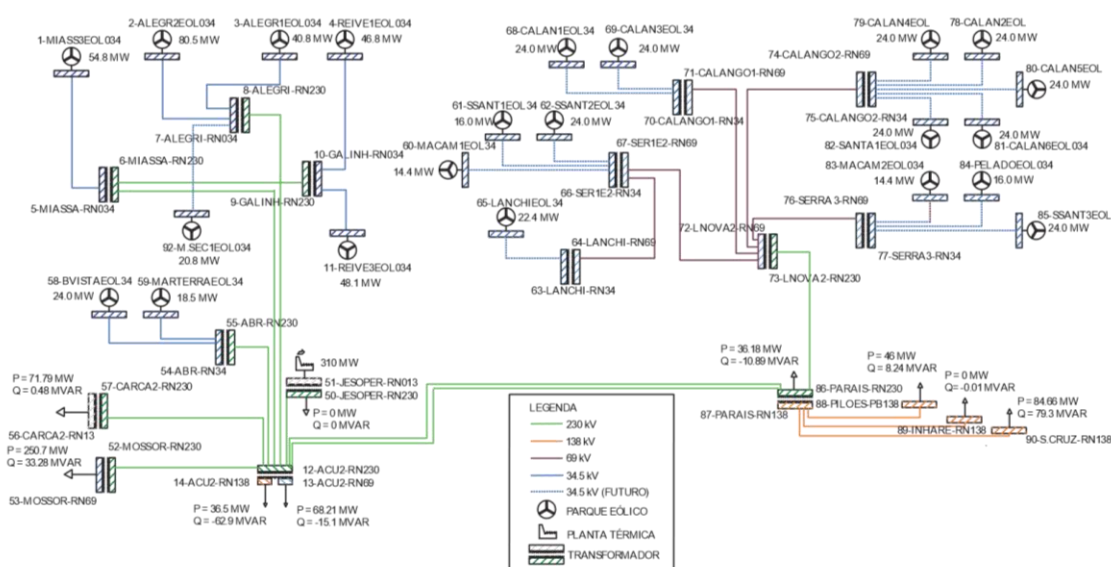
⁴ Docente IFBA. E-mail: marley.tavares@ifba.edu.br

⁵ Discente de Mestrado USP. E-mail: joaodantas.researcher@gmail.com

2 METODOLOGIA

Para esta análise, foi empregado um modelo representativo do subsistema Nordeste, composto por 56 barras. A escolha dessa região se justifica pela alta concentração de geração eólica, que em agosto de 2023, representava 91,3% do total brasileiro, com 26.041 MW de capacidade instalada (ONS, 2023). O modelo desenvolvido por Silva (2019) inclui 22 parques eólicos com 234 aerogeradores que totalizam 528,28 MW de capacidade instalada, nove barras de carga com demanda máxima de 599,17 MW, três barras com banco de capacitores, um gerador despachável, 39 linhas de transmissão e 16 transformadores. A Figura 1 exibe o diagrama unifilar do sistema modelado.

Figura 1 - Diagrama unifilar do Sistema 56 barras

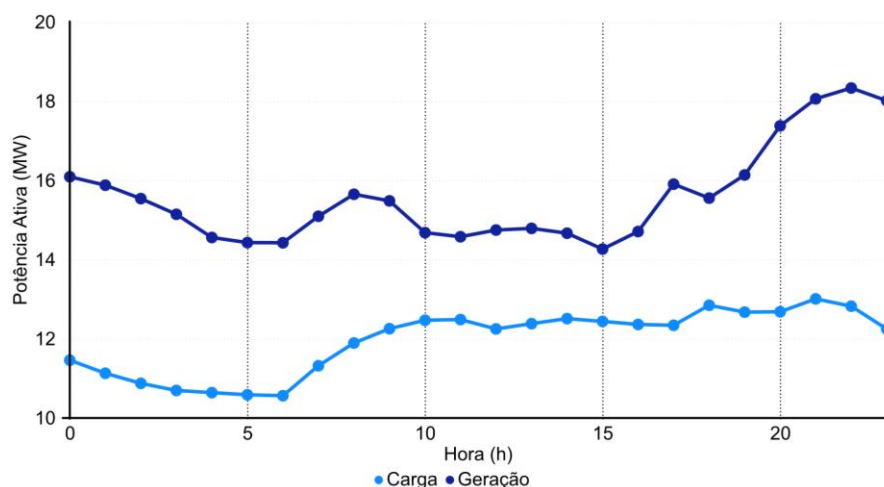


Fonte: Silva, 2019

Para a definição do cenário de estudo, foi selecionado um ponto de operação crítico, representativo da condição de maior estresse do sistema. Com base em dados do ONS para o dia 14 de agosto de 2023, data de elevada produção eólica, a Figura 2 ilustra a variação da carga e da geração eólica ao longo do dia escolhido. É possível identificar que o horário de pico de carga no subsistema Nordeste ocorreu às 21h.

Os valores de demanda e de geração eólica para este instante específico foram obtidos e submetidos a um processo de normalização. A carga, por corresponder ao valor máximo do dia, foi normalizada pelo seu próprio pico, resultando em 1,0 p.u. Já a geração eólica foi convertida para p.u. utilizando como base a potência instalada total da região, que, segundo o PMO 202308 do ONS, era de 26.041 MW para o mês em questão.

Figura 2 - Variação horária de carga e geração no nordeste no dia 14/08/2024



Fonte: ONS, 2025

A aplicação dessa normalização aos dados de geração eólica do horário resultou em um valor de 0,6674 p.u. Este fator, ao ser aplicado sobre a capacidade instalada do sistema de 56 barras (528,28 MW), corresponde a uma potência eólica modelada de 352,57 MW para o patamar das 21h.

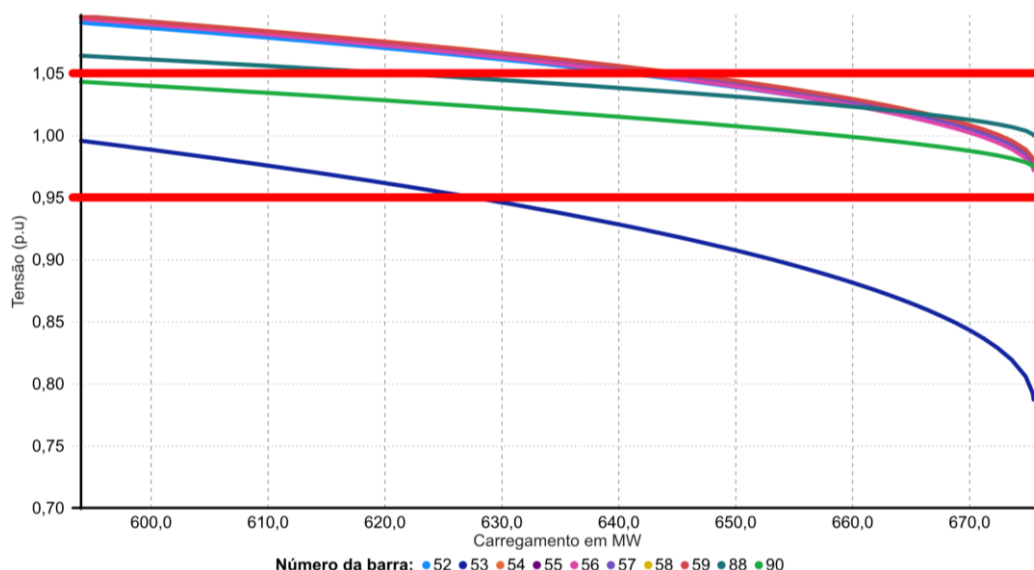
O sistema foi modelado no software ANAREDE, com as barras de carga representadas como barras do tipo PQ, e os geradores eólicos também modelados como barras PQ com sinal negativo para simular injeção de potência ativa. O processo de análise da estabilidade de tensão utilizou o método de FPC para determinar a Curva PV e a MET do ponto operativo desejado, com um incremento de carga de 0,02% para às barras de carga.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Conforme estabelecido na metodologia, o patamar das 21h foi selecionado por representar a condição de maior demanda e, consequentemente, o maior nível de estresse operativo para a rede. A análise a seguir avalia o comportamento da tensão do sistema, tomando como referência os limites operativos estabelecidos pelos Procedimentos de Rede do ONS, que definem a faixa de tensão adequada entre 0,95 p.u. (limite inferior) e 1,05 p.u. (limite superior) para a operação em regime normal (ONS, 2024).

A Figura 3 ilustra a curva PV para as barras críticas, detalhando o comportamento da tensão em função do incremento de carga no sistema.

Figura 3 - Curvas PVs barras mais críticas



Fonte: Elaborado pelo Autor, 2025

A análise da estabilidade de tensão, focada no ponto de operação das 21h, permite identificar as barras mais sensíveis às variações de carga. Neste estudo, as barras 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 88 e 90 foram identificadas como o conjunto de barras mais críticas do sistema. Dentro deste grupo, a barra 53 demonstrou ser a mais vulnerável, apresentando a queda de tensão mais acentuada com o aumento do carregamento, razão pela qual foi selecionada para a análise detalhada da curva PV.

A curva PV parte de um ponto de operação inicial com carga de 599 MW e tensão de 0,99 p.u. O vértice da curva, conhecido como PMC, representa o limite de estabilidade, que para este cenário ocorre com um carregamento de 675,51 MW e uma tensão crítica de 0,78 p.u. A margem de estabilidade para o ponto de operação ficou em 13,71%. Este valor é considerado aceitável, uma vez que supera o critério mínimo de 7% estipulado pelo ONS para a operação segura de redes completas.

Entretanto, para além do limite de colapso, é fundamental analisar os limites operativos regulamentares. A curva demonstra que o limite de tensão de 0,95 p.u. é violado quando o carregamento do sistema atinge um valor aproximado de 628 MW. Este é um ponto crítico do ponto de vista operacional, pois a violação deste limite pode sensibilizar e levar à atuação de proteções, potencialmente desconectando cargas ou linhas e desencadeando contingências no sistema, mesmo que ainda exista uma margem teórica até o colapso. Este resultado evidencia que a segurança operativa pode ser comprometida antes que o limite de estabilidade estática seja efetivamente alcançado.

4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise da estabilidade de tensão focada no patamar de pico de carga (21h) permitiu uma avaliação precisa da robustez do sistema elétrico sob sua condição operativa mais crítica. A metodologia, que combina um modelo representativo do subsistema Nordeste com dados reais de

geração e carga, demonstrou que, mesmo sob alto estresse, o sistema possui uma margem de estabilidade de 13,71%, valor considerado aceitável frente aos critérios operativos do ONS. O estudo evidenciou a distinção crucial entre o limite de colapso teórico e os limites operativos de tensão, concluindo que a segurança da rede pode ser comprometida antes que o ponto de máximo carregamento seja atingido. Os resultados reforçam a importância de se realizar análises baseadas em pontos de operação realistas, pois permitem identificar os momentos de maior vulnerabilidade e fornecem subsídios mais acurados para a operação segura de redes com alta penetração de fontes intermitentes.

REFERÊNCIAS

KUNDUR, P. Power System Stability and Control. **McGraw-Hill, Inc.**, [S. l.], 1994.

MALIK, Farhan Hameed; KHAN, Muhammad Waleed; RAHMAN, Tauheed Ur; EHTISHAM, Muhammad; FAHEEM, Muhammad; HAIDER, Zunaib Maqsood; LEHTONEN, Matti. **A Comprehensive Review on Voltage Stability in Wind-Integrated Power Systems**. *Energies* Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI), 2024. DOI: 10.3390/en17030644.

MILANO, F.; LIU, M.; MURAD, M. A. A.; JÓNSDÓTTIR, G.; TZOUNAS, G.; ADEEN, M.; ORTEGA, Á.; DASSIOS, I. **Power System Modelling as Stochastic Functional Hybrid Differential-Algebraic Equations**. [S. l.], 2022. Disponível em: www.ietdl.org.

Operador Nacional do Sistema, ONS. **Submódulo 2.3 Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos**. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 31 ago. 2025.

Operador Nacional do Sistema, ONS. **Capacidade instalada no SIN**. 2023. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-emnumeros>. Acesso em: 31 ago. 2025.

SILVA, Victor Raul Neumann. **Ajuste de fator de potência da geração eólica como controle preventivo no contexto de estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência**. 2019. 153 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2019. Disponível em: <https://acervodigital.ufpr.br/handle/1884/65580.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 7 abr. 2023.