

## **Grupo de Planejamento de Sistemas Elétricos - GPL**

### **Análise Probabilística da Margem de Segurança na Integração de Hidrogênio Verde em Sistemas com Geração Intermitente**

**Maiara C. Oliveira (1)(2); Gustavo G. dos Santos (2); João Pedro P. Barbosa (2);  
Matheus R. Nascimento (2); Rodrigo A. Ramos (2); Luís F. C. Alberto (2);  
Ahda P. G. Pavani (3)  
Operador Nacional do Sistema Elétrico (1); Universidade de São Paulo (2);  
Universidade Federal do ABC (3)**

#### **RESUMO**

Este trabalho apresenta uma metodologia baseada no método de Entropia Cruzada (EC), fundamentado na Amostragem por Importância (AI), para estimar a Margem de Segurança de Tensão (MST) mínima do sistema elétrico, considerando a crescente penetração de fontes renováveis intermitentes e a possível integração de plantas de hidrogênio verde (H2V). A proposta visa fornecer subsídios técnicos ao planejamento e à operação segura do sistema, diante de um cenário caracterizado por elevada incerteza e variabilidade na geração não despachável. A metodologia utiliza dados históricos horários de geração renovável e integra simulações realizadas em Python com interface para os programas Anarede e Flupot. Os parâmetros estatísticos das séries históricas são modelados como distribuições normais correlacionadas, alimentando o processo iterativo de EC que identifica combinações de despacho renovável capazes de provocar a violação da MST mínima. As simulações contemplam tanto a rede completa quanto situações com contingências simples. Os resultados demonstram que a variabilidade intrínseca das fontes renováveis impacta significativamente na MST ao longo do dia. A metodologia proposta mostrou-se eficaz na identificação de cenários críticos e de limites operacionais sob incerteza. Nesse contexto, a inserção de plantas de H2V surge como estratégia promissora, desde que acompanhada de maior flexibilidade operativa, para absorver excedentes renováveis e suporte à transição energética de forma segura e eficiente.

#### **PALAVRAS-CHAVE**

Transição Energética Sustentável, Geração Renovável, Hidrogênio Verde, Margem de Segurança Horária, Amostragem por Importância

## 1.0 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil, com sua extensa malha e predominância de fontes renováveis, apresenta mais de 80% da capacidade instalada proveniente de usinas hidrelétricas, eólicas, solares e de biomassa. Essa característica coloca o Brasil em destaque global na produção de energia limpa. No entanto, com o aumento significativo da geração eólica e solar, especialmente em regiões como o Nordeste, surgem desafios relacionados ao escoamento dessa energia para os grandes centros consumidores, devido ao esgotamento das redes de transmissão e à alta penetração de fontes intermitentes, o que pode comprometer a segurança e a eficiência do sistema.

Um dos principais problemas enfrentados é a limitação dos equipamentos de transmissão entre os submercados do Nordeste e Sudeste. Com o crescimento da geração intermitente, há momentos em que a energia gerada não pode ser totalmente escoada ou não há demanda suficiente em outros submercados para consumir toda a geração, levando à subutilização dos recursos renováveis. Isso cria um gargalo operacional que afeta o aproveitamento pleno da capacidade instalada dessas fontes.

Uma alternativa interessante é a integração de novos consumidores, como as plantas de hidrogênio verde (H2V), próximos aos centros de geração renovável. Essa integração atende a uma demanda crescente do mercado e é uma alternativa técnica eficaz para absorver o excedente de geração. O H2V é assim denominado porque utiliza eletricidade gerada a partir de fonte primária limpa no processo de produção, sem emissões de carbono, e tem grande potencial para descarbonizar setores industriais pesados e transporte de longa distância, áreas mais difíceis de eletrificar diretamente. No Brasil, a produção de H2V pode aproveitar a vasta disponibilidade de recursos naturais e a infraestrutura energética, o que posiciona o país de forma estratégica no cenário global para a exportação de hidrogênio verde.

Entretanto, a operação contínua de uma planta de hidrogênio verde ao longo do dia apresenta desafios significativos. A viabilidade desse processo depende de fatores como a disponibilidade de energia renovável em diferentes momentos, os custos envolvidos, a necessidade de armazenamento de hidrogênio e as variações na demanda. A intermitência da geração renovável, que varia de acordo com fatores climáticos, aumenta a complexidade do planejamento e da operação. Dessa forma, é essencial avaliar detalhadamente as margens horárias disponíveis para atender as cargas de produção de H2V, considerando a distribuição geográfica das fontes renováveis, seja no litoral ou no interior.

Com o objetivo de enfrentar esses desafios, é necessária uma metodologia que leve em conta a variabilidade estocástica na injeção de potência das fontes intermitentes. A presente análise propõe uma metodologia de avaliação probabilística da Margem de Segurança de Tensão (MST) do sistema elétrico, conforme os critérios estabelecidos pelos Procedimentos de Rede. Esse método visa estudar o desempenho do sistema, integrando novos consumidores de hidrogênio verde sem comprometer a segurança operacional.

Para essa avaliação, emprega-se uma técnica fundamentada no conceito de Amostragem por Importância (AI), denominada Entropia Cruzada (EC), a qual é uma abordagem estatística amplamente utilizada para estimar probabilidades de eventos raros. Essa metodologia permite analisar cenários críticos e estimar sua probabilidade, levando em conta que variações na geração de energia eólica e solar podem impactar a operação das plantas de H2V. Com isso, é possível estimar os montantes de carga que as plantas de H2V podem absorver ao longo do dia. O objetivo é garantir que a operação dessas plantas seja plenamente atendida e respeite as margens de segurança do sistema.

A organização do trabalho está estruturada da seguinte forma: a Seção 2 apresenta a modelagem das incertezas associadas às gerações eólica e solar na representação do sistema de potência. A Seção 3 traz uma breve fundamentação teórica do método de EC, uma abordagem probabilística baseada na técnica de AI. Na Seção 4, são discutidos os cenários considerados nas análises e os principais resultados das simulações. Por fim, a Seção 5 reúne as conclusões e as principais contribuições do estudo.

## 2.0 MODELAGEM DAS INCERTEZAS ASSOCIADAS À GERAÇÃO INTERMITENTE – EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA

A crescente inserção de fontes renováveis, como as usinas solares fotovoltaicas e eólicas, tem impulsionado o desenvolvimento de novas tecnologias e metodologias para lidar com os desafios impostos à operação e ao planejamento do sistema elétrico [1]. Devido à sua natureza variável e não despachável, essas fontes impactam diretamente a estabilidade, a confiabilidade e a programação da operação, exigindo abordagens robustas para análise de incertezas.

A geração dessas fontes é fortemente influenciada por fatores climáticos, como vento e irradiação solar, sendo comumente modelada por distribuições probabilísticas, como a Weibull (vento) e a Beta (irradiação). Embora a geração em cada instante seja incerta, é possível estimar faixas prováveis de produção com base em dados históricos ou modelos preditivos, considerando o tipo de fonte e a localização. Em regiões com múltiplos parques distribuídos geograficamente, observa-se uma redução da variabilidade agregada, aproximando-se de uma distribuição normal devido ao efeito de diversificação espacial.

A correlação entre diferentes fontes renováveis depende de fatores como distância, relevo e escala temporal. Além disso, a sazonalidade pode alterar significativamente o grau de dependência entre geração solar e eólica. Compreender exclusivamente a correlação linear em estudos sobre geração de energia renovável pode ser insuficiente para capturar a complexidade das interações entre variáveis, fazendo-se necessário métodos estatísticos multivariados.

Nesse contexto, a teoria de cópulas [3] se destaca como uma abordagem eficaz para modelar a estrutura de dependência entre variáveis aleatórias. Com base no Teorema de Sklar [2], qualquer distribuição conjunta pode ser decomposta em suas marginais univariadas e uma função de cópula. A cópula Gaussiana, por exemplo, é amplamente utilizada por sua simplicidade e por permitir representar dependência linear entre variáveis. É descrita como [3]:

$$C_{Gauss}^{\Sigma}(u^1, u^2, \dots, u_d) = \Phi_{\Sigma}(\Phi^{-1}(u_1), \Phi^{-1}(u_2), \dots, \Phi^{-1}(u_d)) \quad (1)$$

onde  $u_k \in [0, 1]$  são as variáveis uniformizadas associadas às marginais das distribuições  $\Phi(u_k)$ ,  $\Phi^{-1}(\cdot)$  é a função inversa da distribuição normal padrão,  $\Phi_{\Sigma}$  representa a distribuição normal multivariada com matriz de correlação  $\Sigma$ .

Métodos estocásticos, como os baseados em cópulas, são especialmente úteis para capturar a aleatoriedade e a variabilidade inerentes a essas fontes renováveis intermitentes, superando as limitações de abordagens determinísticas tradicionais [4]. Além de representarem melhor o comportamento real dos sistemas, essas técnicas possibilitam a identificação de cenários críticos de baixa probabilidade, contribuindo para uma operação mais segura e eficiente.

Com base no exposto, este trabalho utiliza dados históricos [5] dos fatores de capacidade de conjuntos de usinas eólicas e fotovoltaicas localizadas no litoral e no interior da região Nordeste. Tais fatores são modelados como variáveis aleatórias com incertezas representadas por distribuições Gaussianas horárias, caracterizadas por médias  $\mu$  e variâncias  $\sigma^2$ , associadas às respectivas usinas.

## 3.0 ABORDAGEM PROBABILÍSTICA BASEADA EM AMOSTRAGEM POR IMPORTÂNCIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE EVENTOS CRÍTICOS

Para lidar com as incertezas inerentes aos sistemas elétricos de potência (SEP) – como aquelas relacionadas à carga, à configuração da rede e à disponibilidade da geração – e, ao mesmo tempo, garantir a operação segura do sistema, os operadores dos sistemas de transmissão estabelecem diversos requisitos operativos, a exemplo dos relacionados à estabilidade de tensão.

Nesse contexto, a MST é um indicador relevante, representando o incremento máximo de carga que o sistema pode suportar antes de atingir o limite de estabilidade de tensão, especialmente em cenários pós-contingência. No Brasil, adota-se uma margem mínima de 7% em redes completas e de 4% em redes incompletas [6] nos estudos de planejamento da operação.

As crescentes dificuldades operacionais associadas à variabilidade das fontes renováveis impulsionam o desenvolvimento de novas metodologias para avaliação da segurança operativa e da confiabilidade dos SEPs. Nesse sentido, torna-se fundamental o uso de modelos probabilísticos que considerem o impacto das incertezas sobre o desempenho do sistema.

Entre essas abordagens, destacam-se os métodos probabilísticos de avaliação da confiabilidade, que permitem estimar a probabilidade de ocorrência de falhas. Neles, o modelo matemático utilizado tem como objetivo quantificar o desempenho insatisfatório de um sistema frente a determinadas condições operativas [7]. Seja  $X \in \mathbb{R}^n$  um vetor aleatório que representa as variáveis de entrada incertas, a condição de falha é definida pela função de estado limite  $S(X)$ , tal que, para um valor limiar  $\gamma$ , o evento de falha pode ser descrito como  $F = \{x \in \mathbb{R}^n: S(X) \leq \gamma\}$ . Com isso, a probabilidade de falha é dada por:

$$\ell = \int H(X) f(X) dx = \mathbb{E}_f[H(X)] \quad (2)$$

sendo,  $\ell$  o índice de confiabilidade,  $f(X)$  é a função densidade de probabilidade (FDP) do vetor aleatório  $X$ ,  $H(X)$  é a função indicadora e  $\mathbb{E}_f$  é a esperança com respeito à distribuição  $f$ .

A técnica de Monte Carlo (MC), amplamente empregada na estimativa de probabilidades de falha, requer um número elevado de amostras para atingir níveis satisfatórios de precisão estatística, como o nível de confiança de 95% [8]. Isso ocorre porque o método concentra suas amostragens nas regiões de maior densidade de probabilidade, o que é eficiente para capturar o comportamento mais frequente do sistema. No entanto, em sistemas altamente confiáveis, os eventos de falha tendem a se situar em regiões com baixa densidade de probabilidade – os chamados eventos raros. Apesar de sua baixa frequência, esses eventos podem acarretar consequências críticas e de alto impacto, sendo, portanto, de grande relevância para a análise de confiabilidade.

Esse cenário impõe um desafio ao método de MC, que precisa de um número significativamente maior de amostras para identificar essas regiões críticas, elevando o custo computacional. Nesse contexto, a AI oferece uma alternativa vantajosa ao modificar intencionalmente a distribuição de amostragem, de forma a intensificar a geração de amostras em regiões de baixa densidade de probabilidade, onde estão os eventos raros. Essa abordagem não apenas reduz a variância do estimador, como também melhora a eficiência computacional, tornando-se especialmente eficaz para identificar eventos de falha com baixa probabilidade, mas alto potencial de severidade.

Complementarmente, o método de EC fornece um mecanismo robusto para estimar probabilidades de eventos raros com base na minimização da divergência de Kullback-Leibler entre a distribuição ótima de importância  $g^*(X)$  e uma distribuição candidata  $g(X; \mathbf{v})$  [7]. A formulação é iterativa, envolvendo a geração de amostras e a atualização dos parâmetros  $\mathbf{v}$ , de forma a concentrar a amostragem em regiões críticas:

$$\ell = P_{\mathbf{u}}(S(X) \geq \gamma) = \mathbb{E}_{\mathbf{u}}[H_{\{S(X) \geq \gamma\}}] \quad (3)$$

$$\hat{\ell} = \left(\frac{1}{N}\right) \sum_{k=1}^N H_{\{S(x_k) \geq \gamma\}} W(X_k; \mathbf{u}, \mathbf{v}) \quad (4)$$

em que,  $P_{\mathbf{u}}$  indica a probabilidade sob a distribuição de importância parametrizada por  $\mathbf{u}$ ,  $\mathbb{E}_{\mathbf{u}}$  representa a esperança com respeito à distribuição  $g(\cdot; \mathbf{u})$ ,  $H_{\{S(X) \geq \gamma\}}$  é a função indicadora que vale 1 se  $S(X) \geq$

$\gamma$  (evento de interesse), e 0 caso contrário,  $W(X_k; \mathbf{u}, \mathbf{v}) = \frac{f(X_k)}{g(X_k; \mathbf{v})}$  é o peso de importância, que corrige a diferença entre a distribuição original  $f$  e a distribuição de amostragem  $g$ ,  $N$  é o número total de amostras geradas,  $\hat{\rho}$  é o estimador da probabilidade de falha baseado em amostragem importante.

Em relação à simulação desenvolvida, o Algoritmo 1, descrito a seguir em formato de pseudocódigo, foi implementado em linguagem Python e sintetiza a aplicação da metodologia proposta ao problema de determinação da MST mínima do sistema. Cabe destacar que os subscritos EL, EI, SL e SI referem-se, respectivamente, à geração eólica no litoral, eólica no interior, solar no litoral e solar no interior.

---

**ALGORITMO 1:** Aplicação do Método de Entropia Cruzada para Determinação da MST Mínima

---

**Função:** *Entropia Cruzada* ()

**Entrada:** Lista de configurações da rede  $c$  – rede completa e alterada

**Definir:**  $N_g$  como o número de combinações de geração por iteração,  $\delta$  como o percentual mínimo de convergência do conjunto de elite,  $\rho$  percentual das  $N_g$  amostras que compõem o grupo de elite,  $\gamma$  como o requisito mínimo requerido (MST mínima) de  $S(X)$ ,  $t$  como o contador de iteração e  $t_{max}$  como o número máximo de iterações

**Definir**  $t = 0$

**Enquanto**  $\delta > \delta_{min}$  e  $t < t_{max}$  faça

**Para**  $h = 0, \dots, 23$  faça

    Gera as combinações  $\hat{v}_t$  através da função *Cópula Gaussiana* ()

**Para**  $k = 0, \dots, N_g$

      Calcular  $S(X)$  para  $k = 0, \dots, N_g$

**Fim Para**

**Fim Para**

  Ordenar as amostras em ordem crescente de  $S(X)$  e selecionar as amostras  $\delta = \rho \cdot N_g$  de  $S(\hat{\xi}_t^h)$ , ou seja, as amostras elite de cada hora  $h$  e configuração  $c$  associada

**Se**  $S(\hat{\xi}_t) \leq \gamma$  então

    Defina  $\hat{v} = \hat{v}_t$

**senão**

    Atualize os parâmetros de  $\hat{v}_t$  usando o conjunto elite  $\hat{\xi}_t$  para estimar os novos parâmetros

**Fim Se**

$t = t + 1$

**Fim Enquanto**

**Função:** *Cópula Gaussiana* ()

**Entrada:** Distribuições horárias de probabilidade

$(\mu_{ELh}, \sigma_{ELh}^2), (\mu_{EIh}, \sigma_{EIh}^2), (\mu_{SLh}, \sigma_{SLh}^2), (\mu_{SIh}, \sigma_{SIh}^2)$

**Transformar** os dados das variáveis para o espaço uniforme:

$u_{ELh} = F_{ELh}(x_{ELh}), u_{EIh} = F_{EIh}(x_{EIh}), u_{SLh} = F_{SLh}(x_{SLh}), u_{SIh} = F_{SIh}(x_{SIh})$

**Calcular** a matriz de correlação  $\Sigma$

**Construir** a  $C_{Gauss}(\cdot)$

**Gerar** as amostras multivariadas  $u = (u_{EL}, u_{EI}, u_{SL}, u_{SI})$  a partir de  $C_{Gauss}(\cdot)$

**Transformar** as amostras uniformes  $u$  para o espaço das marginais originais

**Retorna:**  $\hat{v}_t = (\hat{x}_{EL}^t, \hat{x}_{EI}^t, \hat{x}_{SL}^t, \hat{x}_{SI}^t)$

---

## 4.0 CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO E RESULTADOS OBTIDOS

Nas análises desenvolvidas neste estudo, são utilizados dados históricos de geração renovável disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [5]. Adicionalmente, são empregados os cenários de verão e inverno de 2028, extraídos do Plano de Operação Elétrica de Médio

Prazo (PAR/PEL) 2024, como base para as simulações. A implementação da metodologia é realizada em ambiente de programação Python, com interface para os programas Anarede e Flupot.

Os valores médios e desvios padrão horários, extraídos da base histórica [5] e processados para os períodos de verão e inverno, compõem as FDP que servem como insumos para o método de EC. Esses parâmetros são modelados como distribuições normais correlacionadas, utilizadas na aplicação da metodologia descrita no Algoritmo 1. O resultado desse processo é a obtenção de combinações percentuais de geração horária que, ao serem aplicadas ao sistema elétrico – por meio de ajustes de redespacho realizados com o Flupot [9] e simulações de fluxo de potência continuado no Anarede – resultam em uma MST menor ou igual ao limite mínimo estabelecido nos Procedimentos de Rede, considerando uma configuração específica da rede e a direção de crescimento da carga.

Para a condução das análises, foram consideradas contingências simples (N-1) aplicadas na região Nordeste do SIN. A seleção das contingências foi orientada pelo maior índice de severidade, conforme fornecido pelo Anarede. A Tabela 1 apresenta a lista de contingências aplicadas a linhas de transmissão de 230 kV localizadas no subsistema Nordeste.

**Tabela 1 - Lista de contingências avaliadas**

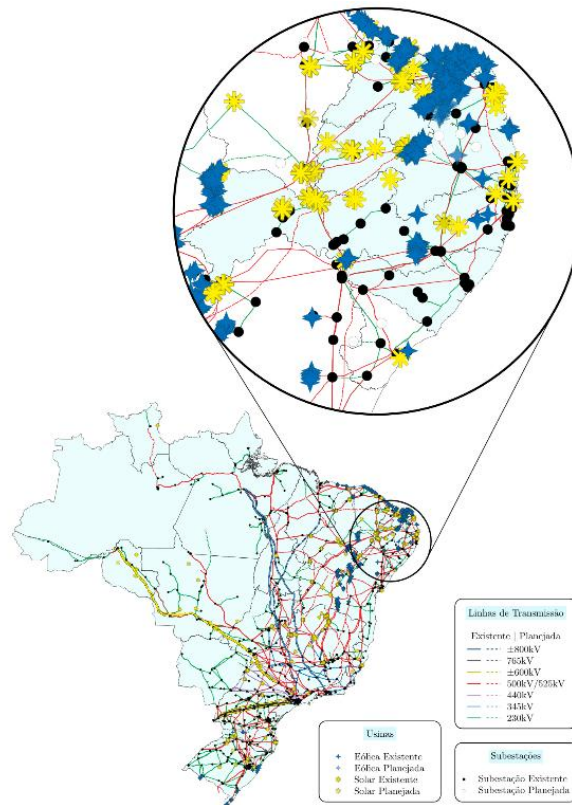
| <b>Contingência</b> | <b>Barra De</b> | <b>Barra Para</b> | <b>Circuito</b> |
|---------------------|-----------------|-------------------|-----------------|
| <b>1</b>            | 6141            | 6132              | 1               |
| <b>2</b>            | 6131            | 5202              | 2               |
| <b>3</b>            | 5254            | 5222              | 1               |
| <b>4</b>            | 5837            | 5201              | 2               |
| <b>5</b>            | 5222            | 5181              | 4               |
| <b>6</b>            | 5254            | 5071              | 7               |
| <b>7</b>            | 5461            | 5254              | 4               |
| <b>8</b>            | 5441            | 5351              | 8               |
| <b>9</b>            | 5431            | 5421              | 3               |
| <b>10</b>           | 8163            | 5421              | 5               |

Visto que a região Nordeste concentra a maior capacidade instalada de geração renovável intermitente – com destaque para os estados do Rio Grande do Norte, Pernambuco, Paraíba e Alagoas, conforme ilustrado na Figura 1 – foram realizadas variações nos fatores percentuais de penetração dessa geração. As barras analisadas estão distribuídas em cinco áreas elétricas, conforme descrito na Tabela 2. O incremento de carga foi aplicado especificamente nas áreas 722, 723 e 743. Nessa análise, foram consideradas usinas modeladas como barras PV, respeitando suas respectivas faixas nominais de potência reativa.

Os resultados do processo iterativo são apresentados na Figura 2, a qual mostra, para cada horário, a distribuição dos incrementos de carga que resultaram na violação do limite mínimo da MST. Esses resultados contemplam tanto a configuração de rede intacta quanto os cenários com contingências selecionadas. Assim, para as premissas aqui adotadas, o incremento máximo horário de carga admissível no sistema, segundo a metodologia proposta, deve ser inferior aos valores indicados na figura. Observa-se uma expressiva variabilidade dos montantes de carga admissíveis ao longo do dia, em função do horário e, adicionalmente, da disponibilidade da geração renovável intermitente – como ilustrado na Figura 3. Os valores variam entre 100 MW e 4.500 MW, refletindo o comportamento dinâmico e a oscilação intrínseca dessas fontes ao longo do perfil diário.

Durante os períodos de alta disponibilidade, especialmente nas horas centrais do dia com maior incidência solar, o sistema apresenta margens elevadas para atendimento à carga. Por outro lado, em horários com baixa ou nenhuma radiação solar, a margem de segurança se reduz de forma significativa.

Esses resultados evidenciam os desafios enfrentados por operadores e planejadores dos sistemas de transmissão, particularmente diante da crescente inserção de tecnologias de geração com baixa ou nenhuma flexibilidade operativa, como é o caso das plantas de H2V. Posto isto, os achados demonstram a eficácia da metodologia proposta na identificação de cenários críticos e no suporte à tomada de decisões operativas mais assertivas e robustas.



**Figura 1 - Sistema Interligado Nacional horizonte 2028**

**Tabela 2 - Localização das barras de geração consideradas na Entropia Cruzada**

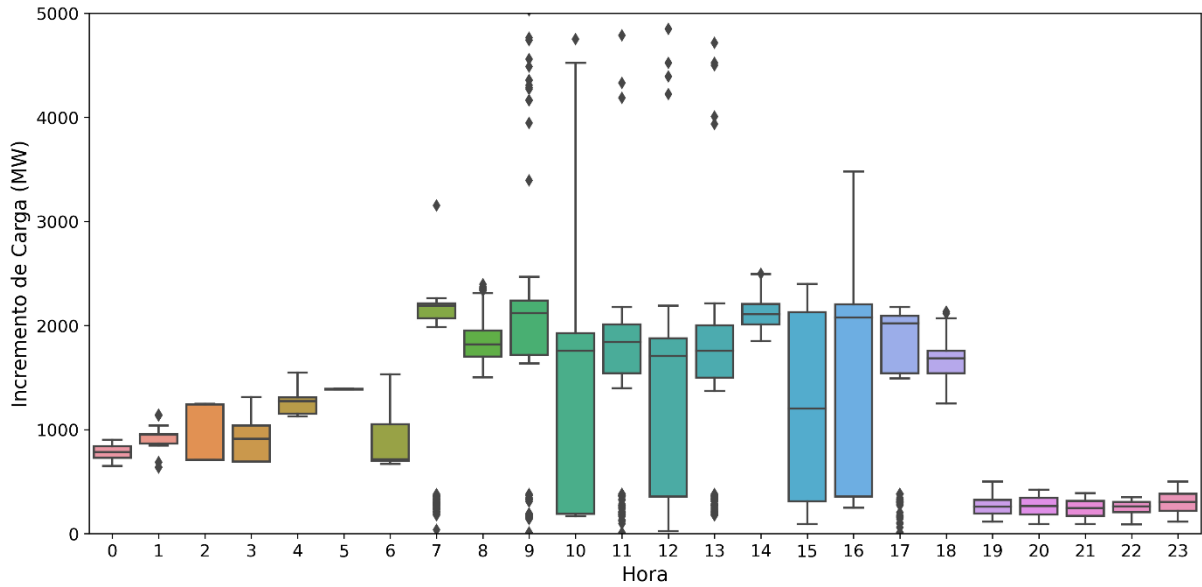
| Geração                | Nº de barras | Área Anarede            |
|------------------------|--------------|-------------------------|
| <b>Eólica Litoral</b>  | 104          | 741; 742; 743           |
| <b>Eólica Interior</b> | 40           | 722; 741; 742; 743      |
| <b>Solar Litoral</b>   | 16           | 722; 723; 741; 742; 743 |
| <b>Solar Interior</b>  | 21           | 741; 742                |

Por fim, na Figura 3 apresenta os intervalos mínimo e máximo dos percentuais de despacho para cada tipo de fonte e região (eólica litoral, eólica interior, solar litoral e solar interior), nos períodos de verão e inverno, que, quando combinados, resultam na violação da MST mínima. As áreas sombreadas na figura ilustram as faixas com os percentuais críticos de despacho, ou seja, combinações percentuais de geração das fontes renováveis intermitentes que mesmo ao apresentarem, ou não, baixa densidade de probabilidade de ocorrência, possuem consequências severas se ocorrerem.

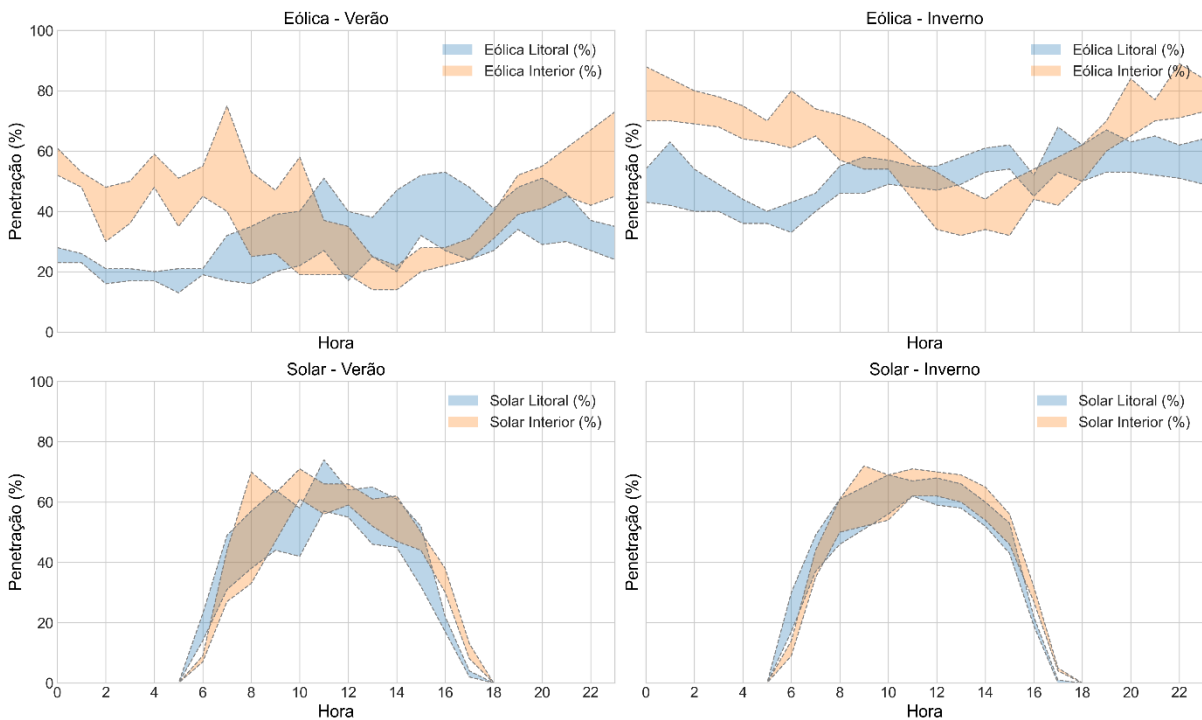
## 5.0 CONCLUSÕES

O trabalho apresentou uma metodologia baseada no método de EC para a determinação da MST mínima no contexto do SIN, considerando a crescente participação de fontes renováveis intermitentes e a busca pela integração de plantas de H2V. Os resultados evidenciam a variabilidade na disponibilidade de geração ao longo do dia e a conseqüente flutuação na margem de segurança do sistema, especialmente

em condições de baixa irradiação solar – fatores que aumentam a complexidade do atendimento à carga e elevam os custos operacionais.



**Figura 2 – Distribuições horárias dos montantes de carga que levaram à violação da MST mínima.**



**Figura 3 – Percentuais de penetração da geração renovável ao longo do dia que, quando combinados, resultam na violação da MST mínima.**

A abordagem proposta demonstrou-se eficaz na identificação de cenários críticos de operação, permitindo estimar, de forma eficiente, os limites de crescimento de carga admissíveis sob diferentes configurações de rede e condições sazonais. Ao incorporar a modelagem probabilística de incertezas e

a análise de eventos raros, a metodologia contribui para o aprimoramento do planejamento da operação, fornecendo subsídios valiosos para decisões que promovam maior segurança ao sistema elétrico.

Embora a análise da MST não seja, isoladamente, suficiente para garantir a segurança sistêmica, a abordagem proposta emerge como uma ferramenta auxiliar relevante, capaz de realizar uma pré-seleção de cenários críticos em que a MST se apresenta como fator indicativo para análises complementares.

Nesse contexto, a inserção de tecnologias como o H2V demonstra-se não apenas como uma alternativa para absorção do excedente renovável, mas também como uma estratégia complementar à transição energética – especialmente quando associada a maior flexibilidade operativa. Assim, os resultados obtidos reforçam a importância de metodologias que considerem a natureza estocástica das fontes renováveis e a complexidade operacional do SIN, promovendo uma gestão mais eficiente e sustentável dos recursos energéticos disponíveis.

## 6.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] HAO, Y.; TIAN, C. A novel two-stage forecasting model based on error factor and ensemble method for multi-step wind power forecasting. *Applied energy*, Elsevier, v. 238, p. 368–383, 2019.
- [2] SKLAR, M. Fonctions de répartition à n dimensions et leurs marges. In: *Annales de l'ISUP*. [S.l.: s.n.], 1959. v. 8, n. 3, p. 229–231.
- [3] NELSEN, R. B. An introduction to copulas. [S.l.]: Springer, 2006.
- [4] MILANOVIĆ, J.; PREECE, R.; HASAN, K. Probabilistic Stability Analysis of Uncertain Power Systems. [S.l.]: Wiley, 2024. (IEEE Press). ISBN 9781119102243.
- [5] ONS, "Base de Dados Técnica do ONS", 2022. Disponível em: [Histórico da Operação](#).
- [6] ONS, "Submódulo 2.3: Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos. Procedimentos de Rede - Módulo 2 Critérios e Requisitos", Rev. 2022.10.
- [7] RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. The cross-entropy method: a unified approach to combinatorial optimization, Monte-Carlo simulation, and machine learning. [S.l.]: Springer, 2004. v. 133.
- [8] WILKS, S. S. Determination of sample sizes for setting tolerance limits. *The Annals of Mathematical Statistics*, JSTOR, v. 12, n. 1, p. 91–96, 1941. Disponível em: <[www.jstor.org/stable/2235627](http://www.jstor.org/stable/2235627)>.
- [9] SANTOS, J. A.; LEVY, B. N.; MOULIN, L. D. S. Metodologia de simulações em lote utilizando o python para o gerenciamento e integração dos aplicativos flupot, anarede e anatem. *Anais do XXVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, nov. 2023.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP - Processo #2018/20104-9) e da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES - Processos #88887.509657/2020-00 e #88887.510888/2020-00).

## DADOS BIOGRÁFICOS



### (1) MAIARA CAMILA OLIVEIRA

Possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Ouro Preto (2018), mestrado (2020) e doutorado (2025) em Sistemas Elétricos de Potência pela Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo (EESC/USP). Atua como Engenheira de Estudos Elétricos no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), junto à Gerência de Planejamento Elétrico de Médio Prazo, com foco em análises de planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro.

(2) GUSTAVO G. DOS SANTOS

Bacharel (2016) e mestre (2018) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU) e doutor (2023) pela Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo (EESC/USP). Foi estudante visitante na Universidade de Toronto, Canadá. Entre setembro de 2023 e agosto de 2024, desenvolveu atividades de pesquisa como pós-doutorado na EESC-USP. Atualmente, trabalha como analista de regulação na empresa Norven. Seus interesses em pesquisa incluem: análise do impacto de recursos energéticos distribuídos em sistemas de distribuição e transmissão, análises de estabilidade de tensão, localização de faltas em redes de distribuição e estimação de estado harmônico.

(3) JOÃO PEDRO P. BARBOSA

Possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), Brasil, em 2021 e 2023, respectivamente. Atualmente ele é doutorando em Engenharia Elétrica pela Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo (EESC-USP), Brasil. Seus interesses de pesquisa envolvem estudos na área de análise de estabilidade e análise de controle em sistemas elétricos de potência.

(4) MATHEUS R. NASCIMENTO

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo (USP), concluído em 2023. Atualmente, ocupa o cargo de Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e é mestrando em Engenharia Elétrica na Escola de Engenharia de São Carlos da USP (EESC/USP). Seus interesses de pesquisa abrangem a segurança dinâmica e a estabilidade de sistemas elétricos de potência.

(5) RODRIGO ANDRADE RAMOS

Rodrigo Andrade Ramos possui graduação (1997), mestrado (1999) e doutorado (2002) em Engenharia Elétrica pela Universidade de São Paulo. Atualmente é Professor Associado do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, no campus de São Carlos da Universidade de São Paulo. Atuou também como Professor Visitante na University of New South Wales, Austrália e como Professor Associado Visitante na University of Waterloo, Canadá. Foi Editor Associado da IEEE Transactions on Sustainable Energy e atualmente é Editor Associado da IEEE Transactions on Smart Grid e do Journal of Modern Power Systems and Clean Energy.

(6) LUIS FERNANDO COSTA ALBERTO

Prof. Luís Fernando Costa Alberto é doutor em Engenharia Elétrica pela EESC-USP, professor titular da USP, pesquisador CNPq nível 1-B e Senior Member do IEEE. Desenvolve pesquisas em sistemas não lineares e no desenvolvimento de metodologias para análise de segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência. Prof. Alberto é coautor de dois livros, sendo um deles publicado pela Cambridge Press e intitulado Stability Regions of Nonlinear Dynamical Systems: Theory, Estimation, and Applications. Publicou mais de 230 artigos em revistas e conferências. Membro ativo do IEEE desde 1994 e da SBA desde 2009.

(7) AHDA PIONKOSKI GRILO PAVANI

É professora associada da Universidade Federal do ABC (UFABC). Possui doutorado em Engenharia Elétrica pela UNICAMP em 2008 com bolsa FAPESP e realizou estágio de pós-doutoramento pela UNICAMP em 2009 e pela University of Alberta em 2013. Atua na integração de geração eólica e fotovoltaica, considerando tanto o sistema interligado quanto redes de distribuição, com operação como microrredes. É editora associada dos periódicos Journal of Control Automation and Electrical Systems e IEEE Transactions on Sustainable Energy.