



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA ELÉTRICA

PAULO VITOR DA SILVA DIAS

**METODOLOGIA QUE INTEGRA VARIABILIDADE, COMPLEMENTARIDADE
ENTRE FONTES DE ENERGIA E DADOS HISTÓRICOS NA ANÁLISE DE FLUXO
DE POTÊNCIA**

Campina Grande – PB

Março de 2025

PAULO VITOR DA SILVA DIAS

**METODOLOGIA QUE INTEGRA VARIABILIDADE, COMPLEMENTARIDADE
ENTRE FONTES DE ENERGIA E DADOS HISTÓRICOS NA ANÁLISE DE FLUXO
DE POTÊNCIA**

Dissertação de Mestrado apresentada à
Coordenação do Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande, em
cumprimento às exigências para obtenção do
grau de Mestre em Ciências no domínio da
Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos

Orientador: Washington Araújo Neves, Ph. D.

Campina Grande – PB

Março de 2025

D541m Dias, Paulo Vitor da Silva.
Metodologia que integra variabilidade, complementaridade entre fontes de energia e dados históricos na análise de fluxo de potência / Paulo Vitor da Silva Dias. – Campina Grande, 2025.
99 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2025.
"Orientação: Prof. Dr. Washington Luiz Araújo Neves".
Referências.

1. Análise da Rede Elétrica. 2. Análise Energética. 3. *Curtailement*. 4. Fator de Capacidade – Energia Eólica. 5. Fator de Capacidade – Energia Fotovoltaica. 6. Geração de Energia Renovável. 7. Planejamento Elétrico. 8. Sistema Elétrico – Segurança Operativa. I. Neves, Washigton Luiz Araújo. II. Título.

CDU 621.311.243+621.548(043)

METODOLOGIA QUE INTEGRA VARIABILIDADE, COMPLEMENTARIDADE ENTRE FONTES DE ENERGIA E DADOS HISTÓRICOS NA ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA

PAULO VITOR DA SILVA DIAS

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 21/03/2025

WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Dr., UFCG
Orientador(a)

DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc. , UFCG
Examinador(a)

KARCIUS MARCELUS COLAÇO DANTAS, D.Sc., UFCG
Examinador(a)

ALECIO BARRETO FERNANDES, D.Sc., ONS
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
POS-GRADUACAO EM ENGENHARIA ELETRICA
Rua Aprigio Veloso, 882, - Bairro Universitario, Campina Grande/PB, CEP 58429-900

REGISTRO DE PRESENÇA E ASSINATURAS

1 - ATA DA DEFESA PARA CONCESSÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA, REALIZADA EM
21 DE MARÇO DE 2025

(Nº 777)

CANDIDATO(A): **PAULO VITOR DA SILVA DIAS**. COMISSÃO EXAMINADORA: DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc., UFCG - Presidente da Comissão e Examinador Interno, WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Dr., UFCG - Orientador, KARCIUS MARCELUS COLAÇO DANTAS, D.Sc., UFCG - Examinador Interno, ALÉCIO BARRETO FERNANDES, Dr., CARPEVIE - Examinador Externo. TÍTULO DA DISSERTAÇÃO: METODOLOGIA QUE INTEGRA VARIABILIDADE, COMPLEMENTARIDADE ENTRE FONTES DE ENERGIA E DADOS HISTÓRICOS NA ANÁLISE DE FLUXO DE POTÊNCIA. ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: Processamento da Energia. HORA DE INÍCIO: **14h00** – LOCAL: **Sala Virtual, conforme Art. 5º da PORTARIA SEI Nº 01/PRPG/UFCG/GPR, DE 09 DE MAIO DE 2022**. Em sessão pública, após exposição de cerca de 45 minutos, o(a) candidato(a) foi arguido(a) oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo demonstrado suficiência de conhecimento e capacidade de sistematização, no tema de sua dissertação, obtendo o conceito APROVADO. Face à aprovação, declara o(a) presidente da Comissão, achar-se o examinado, legalmente habilitado a receber o Grau de Mestre em Engenharia Elétrica, cabendo a Universidade Federal de Campina Grande, como de direito, providenciar a expedição do Diploma, a que o(a) mesmo(a) faz jus. Na forma regulamentar, foi lavrada a presente ata, que é assinada por mim, LEANDRO FERREIRA DE LIMA, e os membros da Comissão Examinadora. Campina Grande, 21 de Março de 2025.

LEANDRO FERREIRA DE LIMA
Secretário

DAMÁSIO FERNANDES JÚNIOR, D.Sc., UFCG
Presidente da Comissão e Examinador Interno

WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Dr., UFCG
Orientador

KARCIUS MARCELUS COLAÇO DANTAS, D.Sc., UFCG
Examinador Interno

ALÉCIO BARRETO FERNANDES, Dr., CARPEVIE
Examinador Externo

PAULO VITOR DA SILVA DIAS
Candidato

2 - APROVAÇÃO

2.1. Segue a presente Ata de Defesa de Dissertação de Mestrado da candidato **PAULO VITOR DA SILVA DIAS**, assinada eletronicamente pela Comissão Examinadora acima identificada.

2.2. No caso de examinadores externos que não possuam credenciamento de usuário externo ativo no SEI, para igual assinatura eletrônica, os examinadores internos signatários **certificam** que os examinadores externos acima identificados participaram da defesa da tese e tomaram conhecimento do teor deste documento.



Documento assinado eletronicamente por **LEANDRO FERREIRA DE LIMA, SECRETÁRIO (A)**, em 25/03/2025, às 14:51, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **DAMASIO FERNANDES JUNIOR, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 25/03/2025, às 15:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Vitor da Silva Dias, Usuário Externo**, em 25/03/2025, às 17:56, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **Alecio Barreto Fernandes, Usuário Externo**, em 25/03/2025, às 23:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **WASHINGTON LUIZ ARAUJO NEVES, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 26/03/2025, às 17:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



Documento assinado eletronicamente por **KARCIUS MARCELUS COLACO DANTAS, PROFESSOR(A) DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 27/03/2025, às 09:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 8º, caput, da [Portaria SEI nº 002, de 25 de outubro de 2018](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site <https://sei.ufcg.edu.br/autenticidade>, informando o código verificador **5331961** e o código CRC **92272D88**.

Agradecimentos

A realização deste trabalho só foi possível graças ao apoio, incentivo e contribuições de diversas pessoas e instituições, às quais expresso minha profunda gratidão.

Agradeço, primeiramente, ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande (PPgEE/UFCG), por proporcionar um ambiente acadêmico de excelência e por ser um pilar essencial na minha formação. Também estendo meu agradecimento à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), por meio do programa PROEX, pelo suporte financeiro indispensável para a realização desta pesquisa.

Registro meus sinceros agradecimentos ao Leandro Ferreira de Lima, da Secretaria da COPELE, cuja dedicação e presteza foram fundamentais para que todos os trâmites administrativos ocorressem da melhor forma possível.

Ao meu orientador, Washington Luiz Araújo Neves, expresso minha imensa gratidão por sua orientação firme e comprometida. Seu acompanhamento próximo, sua experiência e seu incentivo constante foram determinantes para que este trabalho alcançasse a maturidade desejada.

Ao meu amigo Maurilio Quirino da Silva Filho, agradeço não apenas pelo apoio técnico e intelectual, mas pela parceria inestimável ao longo desta jornada. Washington e Maurilio estiveram sempre presentes no desenvolvimento deste trabalho, promovendo discussões calorosas e instigantes, que impulsionaram a evolução das ideias aqui apresentadas.

Aos membros da banca examinadora, minha mais sincera gratidão pelas valiosas contribuições. O professor Karcus Marcelus Colaço Dantas foi responsável por sugerir o Modo Corte Direcionado de Potência, um elemento essencial na metodologia desenvolvida. O professor Damásio Fernandes Júnior, com sua experiência, contribuiu significativamente para a melhoria da estruturação do trabalho, permitindo que as ideias fossem apresentadas de maneira mais clara e coesa.

Agradeço também a Alécio Barreto Fernandes, da empresa CarpeVie, por suas contribuições fundamentais para este trabalho. Sua visão prática e experiência no setor elétrico foram cruciais para ressaltar a importância desta pesquisa diante dos desafios enfrentados pelo Brasil em relação ao *curtailment* e às restrições operacionais impostas pela integração de energias renováveis.

A todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização desta pesquisa, meus mais sinceros agradecimentos. Sem o apoio, a crítica construtiva e o incentivo de cada um, este trabalho não teria alcançado a profundidade e relevância que hoje possui.

Muito obrigado!!

RESUMO

O crescimento acelerado da geração renovável no Brasil, especialmente a eólica e a solar, tem trazido desafios operacionais significativos para o SIN. A variabilidade dessas fontes podem levar a condições operativas inseguras, resultando em restrições de geração, como *curtailment* e *constrained-off*, além de impactos econômicos e técnicos para o setor elétrico. Diante desse cenário, este trabalho propõe uma metodologia que combina a análise da região de segurança do sistema elétrico com dados históricos de fatores de capacidade da geração eólica e solar, permitindo uma avaliação mais precisa das condições de operação da rede. A metodologia é composta por cinco etapas principais. Primeiro, são coletados e processados os dados históricos de geração eólica e solar, extraídos do portal de Dados Abertos do ONS, permitindo a obtenção dos fatores de capacidade horários. Em seguida, é realizada a simulação da região de segurança do sistema elétrico, representando os limites operacionais da rede. Posteriormente, os dados históricos são mapeados nessa região, possibilitando a identificação de períodos críticos em que a geração renovável ultrapassa os limites do sistema. A quarta etapa envolve o desenvolvimento de um algoritmo de diagnóstico da rede, que classifica cada combinação de geração como segura ou insegura, além de calcular métricas como tempo de exposição e restrição de potência necessária para manter a operação segura. Por fim, a metodologia propõe duas estratégias de mitigação de restrições: o Modo Corte Mínimo de Potência, que minimiza o corte de geração necessário para manter a segurança do sistema, e o Modo Corte Direcionado de Potência (Corte Estratégico de Geração), que ajusta a geração respeitando a tendência natural de variação ao longo do dia, reduzindo as possíveis intervenções em sala de controle. Para demonstrar a robustez e a eficácia da metodologia, foi realizado um estudo de caso nas regiões do Rio Grande do Norte e Ceará. Essas regiões são caracterizadas por uma alta penetração de usinas eólicas e solares, tornando-as ideais para testar a abordagem proposta. Os resultados obtidos demonstram que a metodologia desenvolvida é capaz de fornecer uma análise detalhada da interação entre a geração renovável e a segurança operativa da rede elétrica. A proposta permite não apenas a identificação de cenários críticos, mas também a quantificação das restrições de geração e seus custos associados. Dessa forma, a abordagem apresentada pode contribuir significativamente para o aprimoramento das estratégias de operação do sistema elétrico brasileiro, viabilizando um maior aproveitamento das fontes renováveis e reduzindo os impactos das restrições operativas.

Palavras-chave: Análise de rede elétrica, *curtailment*, fator de capacidade, geração renovável, planejamento elétrico, região de segurança, segurança operativa.

ABSTRACT

The rapid growth of renewable generation in Brazil, especially wind and solar, has brought significant operational challenges to the SIN (National Interconnected System). The variability of these sources can lead to unsafe operating conditions, resulting in generation constraints such as curtailment and constrained-off, as well as economic and technical impacts on the electricity sector. Given this scenario, this study proposes a methodology that combines the analysis of the power system's security region with historical data on wind and solar generation capacity factors, enabling a more accurate assessment of the network's operating conditions. The methodology consists of five main steps. First, historical wind and solar generation data are collected and processed from the ONS Open Data portal, allowing the calculation of hourly capacity factors. Next, a simulation of the power system's security region is performed, representing the network's operational limits. Subsequently, the historical data are mapped onto this region, enabling the identification of critical periods when renewable generation exceeds system limits. The fourth step involves developing a network diagnostic algorithm that classifies each generation combination as safe or unsafe and calculates metrics such as exposure time and the power curtailment required to maintain safe operation. Finally, the methodology proposes two mitigation strategies for generation constraints: the Minimum Power Curtailment Mode, which minimizes the necessary generation reduction to ensure system security, and the Directed Power Curtailment Mode (Strategic Generation Curtailment), which adjusts generation while respecting the natural variation trend throughout the day, reducing potential control room interventions. To demonstrate the robustness and effectiveness of the methodology, a case study was conducted in the Rio Grande do Norte and Ceará regions. These regions are characterized by a high penetration of wind and solar farms, making them ideal for testing the proposed approach. The obtained results show that the developed methodology provides a detailed analysis of the interaction between renewable generation and the operational security of the power grid. The proposal not only enables the identification of critical scenarios but also quantifies generation constraints and their associated costs. Thus, the presented approach can significantly contribute to improving the operational strategies of the Brazilian power system, enabling greater utilization of renewable sources and reducing the impacts of operational constraints.

Keywords: Renewable generation, operational security, capacity factor, curtailment, power grid analysis, electrical planning, security region.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Crescimento da capacidade instalada de geração eólica e solar e do <i>curtailment</i> . 15	15
Figura 1.2: Crescimento de Geração Global. 16	16
Figura 1.3: Corte de Carga por Estado pela perturbação ocorrida em 15 de agosto de 2023 .. 17	17
Figura 2.1: Exemplos de <i>curtailment</i> de uma usina solar..... 27	27
Figura 2.2: Oscilação de fluxo de potência e tensão típica em uma linha de transmissão localizada na região influência de uma central geradora eólica. 30	30
Figura 2.3: Curva de Permanência. 31	31
Figura 2.4: Curva de Permanência de Geração Eólicas da Bahia. 33	33
Figura 2.5: Fator de Capacidade para percentual do tempo de 95% das Eólicas do Bahia..... 34	34
Figura 2.6: Nomograma típico de região de segurança de programas computacionais como ANAREDE e ORGANON. 39	39
Figura 4.1: Fluxo de trabalho da metodologia proposta..... 57	57
Figura 4.2: Nomograma normalizado ($BASE_{G1max} = 5.000 \text{ MW}$ e $BASE_{G2max} = 10.000 \text{ MW}$). 60	60
Figura 4.3: Fatores de capacidade eólico (eixo x) e solar (eixo y), temporalmente correlacionados. 64	64
Figura 4.4: Região de segurança combinada com os dados de fator de capacidade eólica e solar. 66	66
Figura 4.5: Ponto seguro (x_s, y_s), a partir do ponto inseguro (x_i, y_i). 69	69
Figura 5.1: Mapa eletrogeográfico da região de interesse..... 78	78
Figura 5.2: Diagrama unifilar da região de interesse..... 79	79
Figura 5.3: Região de segurança combinada com os dados de fatores de capacidade eólico e solar (Estudo de Caso)..... 81	81
Figura 5.4: Restrição pelo Modo Corte Mínimo de Potência..... 82	82
Figura 5.5: Restrição pelo Modo Corte Direcionado de Potência. 83	83
Figura 5.6: Tempo de exposição à sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C8 em caso de contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C7..... 84	84
Figura 5.7: Restrição necessária em GWh para eliminar a possibilidade de sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 em caso de contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7..... 85	85
Figura 5.8: Custo da geração “desperdiçada” para eliminar a possibilidade de sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 em caso de contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7. 86	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1–1: Publicações dos resultados parciais deste trabalho.....	23
Tabela 4–1: Estrutura básica do <i>dataframe</i> em linguagem <i>Python</i>	63
Tabela 4–2: <i>dataframe</i> em linguagem <i>Python</i> expandido com a classificação da combinação dos fatores de capacidade.	68
Tabela 5–1: Grupos de Gerações.....	80
Tabela 5–2: Comparação das restrições dos dois modos proposto.	87

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
SIN	Sistema Interligado Nacional
PARPEL	Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
REN	Resolução Normativa – ANEEL

PRINCIPAIS CONCEITOS

Nomograma	Diagrama com a finalidade de solucionar os mais variados cálculos e problemas, de forma gráfica, partindo de parâmetros conhecidos.
Região de Segurança	Nomograma aplicado em sistemas elétricos, com informações de limites de carregamento, tensão e dinâmico, além de informações sobre contingências, Sistema Especial de Proteção e etc.
Fator de Capacidade	Relação entre potência gerada e a capacidade instalada das máquinas geradoras ou centrais geradoras.
Variabilidade	Variabilidade e imprevisibilidade na geração de eletricidade devido à dependência de condições ambientais como vento e radiação solar.
Complementariedade	Combinação de diferentes fontes de energia cujas características de geração tendem a se equilibrar, reduzindo a variabilidade.
Curva de Permanência	Relação entre a quantidade de tempo que uma determinada variável aleatória, mantém-se acima de um valor específico ao longo de um período, também chamada de probabilidade acumulada.
Contingência	Indisponibilidade de pelo menos um equipamento da rede elétrica (linhas de transmissão, transformadores etc.).
<i>dataframe</i>	Um <i>dataframe</i> é uma estrutura de dados bidimensional, semelhante a uma tabela. O termo é empregado comumente em linguagens de programação voltada a ciência de dados (<i>Python</i> , <i>R</i> e etc.).
<i>Curtailment</i>	Refere-se à redução forçada da geração elétrica devido a restrições na rede.
<i>constrained-off</i>	O termo é utilizado para se referir à redução da geração de energia em usinas eólicas, devido a fatores externos às suas instalações (Rede Básica). Nessas situações, os geradores são ressarcidos pela energia que deixaram de produzir.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	Motivação	15
1.2	Objetivos.....	18
1.3	Contribuições deste trabalho	20
1.3.1	Avaliação do Impacto da Complementaridade Eólica-Solar no Fluxo de Potência. 20	
1.3.2	Diagnóstico de Rede Baseado em Regiões de Segurança e Dados Históricos.....	21
1.3.3	Desenvolvimento de Estratégias de Mitigação para Restrições Operativas.....	21
1.3.4	Subsídios para a Evolução Metodológica do ONS.....	22
1.4	Publicações	23
1.5	Estrutura dos Próximos Capítulos	23
CAPÍTULO 2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	25
2.1	<i>Curtailment</i> de Energia no Brasil: Causas, Impactos e Soluções.....	25
2.2	Desafios da Integração de Fontes de Energia Renovável na Malha de Transmissão 29	
2.3	Curva de Permanência na Caracterização da Geração Variável.....	31
2.4	Complementariedade entre Fontes Eólica e Solar da Região Nordeste do Brasil....	32
2.5	Complementariedade da Geração Eólica e Solar e a Importância da Correlação das Séries Temporais na Avaliação do Fluxo de Potência	34
2.6	Região de Segurança	35
2.7	Estudos de Fluxo de Potência Realizados pelo ONS	40
CAPÍTULO 3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	42
3.1	Principais contribuições relacionadas ao <i>constrained-off</i>	42
3.2	Principais contribuições na análise de fluxo de potência com geração de natureza variável	45
3.3	Aplicação de regiões de segurança em sistemas de potência	48
3.4	Utilização de dados históricos nas análises de fluxo de potência.....	49
CAPÍTULO 4	METODOLOGIA PROPOSTA	57

4.1	Simulação da Região de Segurança – Etapa 1.....	58
4.2	Transformação pu – Etapa 2.....	59
4.3	Processamento de Dados Históricos – Etapa 3.....	61
4.4	Combinação da Região de Segurança com os Dados Históricos de Fator de Capacidade – Etapa 4	64
4.5	Algoritmo de diagnóstico de rede – Etapa 5.....	67
4.5.1	Função de Classificação	67
4.5.2	Função de cálculo de restrição de potência em MW.....	68
1.1.1.1	Modo Corte Mínimo de Potência	69
2.1.1.1	Modo Corte Direcionado de Potência	72
4.5.3	Função de cálculo de tempo de exposição do sistema.....	74
4.5.4	Função de Cálculo do Montante de Geração Restrita (MWh)	75
4.5.5	Função de Cálculo do Custo da Restrição de Geração (R\$)	75
4.6	Síntese da Metodologia e Implicações para o Sistema Elétrico	75
CAPÍTULO 5 ESTUDO DE CASO		78
5.1	Execução da função de cálculo de restrição de potência em MW.....	81
5.2	Execução da Função de cálculo de tempo de exposição do sistema	84
5.3	Execução da Função de Cálculo do Montante de Geração Restrita (MWh) e Função de Cálculo do Custo da Restrição de Geração (R\$)	84
5.4	Análise dos Resultados.....	86
5.5	Outras Aplicações da Metodologia	88
CAPÍTULO 6 CONCLUSÕES.....		89
6.1	Resultados e Benefícios da Metodologia.....	89
6.2	Estudo de Caso: Rio Grande do Norte e Ceará	90
6.3	Outras Aplicações e Potencial da Metodologia.....	92
6.4	Trabalhos Futuros e Possíveis Aprimoramentos	92
6.5	Contribuições e Considerações Finais.....	93
REFERÊNCIA		95

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A crescente penetração de fontes renováveis variáveis, como a geração eólica e solar, tem impulsionado uma transformação significativa na matriz elétrica mundial. Essa mudança, motivada tanto por questões ambientais quanto econômicas, reflete a necessidade global de reduzir a dependência de combustíveis fósseis e mitigar os impactos das mudanças climáticas. No Brasil, a expansão da energia renovável tem sido particularmente expressiva, com o Nordeste emergindo como uma das regiões com maior potencial de aproveitamento dessas fontes.

A principal vantagem dessa transição energética está na sustentabilidade e na abundância dos recursos naturais utilizados para a geração de eletricidade. No entanto, a variabilidade das fontes eólica e solar impõe desafios significativos para a operação do sistema elétrico, uma vez que a geração dessas fontes depende de fatores climáticos que variam ao longo do tempo e do espaço. Essa variabilidade pode resultar em oscilações na oferta de energia, exigindo estratégias operacionais mais sofisticadas para garantir a estabilidade e a confiabilidade da rede elétrica.

Historicamente, os sistemas elétricos foram projetados para operar com fontes de geração convencionais, como usinas hidrelétricas, térmicas e nucleares, que oferecem maior previsibilidade e controle sobre a injeção de potência na rede (fonte de potência). Com a crescente participação das renováveis variáveis como a eólica e solar (fonte de energia), torna-se essencial o desenvolvimento de metodologias que permitam avaliar e mitigar os impactos dessas fontes sobre a segurança operativa do sistema. Em particular, é necessário investigar como a variabilidade dessas gerações e sua correlação temporal influenciam as condições de carregamento da rede de transmissão, podendo levar a situações de sobrecarga, instabilidade de tensão ou até mesmo comprometer a operação segura do sistema.

Neste contexto, este trabalho propõe uma metodologia que combina a análise de regiões de segurança com dados históricos de fatores de capacidade da geração eólica e solar, permitindo uma avaliação aprofundada do impacto dessas fontes no sistema elétrico. A metodologia possibilita identificar as condições operativas que podem comprometer a segurança da rede, bem como definir estratégias para restrição de geração em cenários críticos. A estratégia desenvolvida busca não apenas minimizar os impactos econômicos e técnicos da restrição de geração, mas também otimizar a integração da energia renovável ao sistema, garantindo um aproveitamento eficiente dos recursos disponíveis.

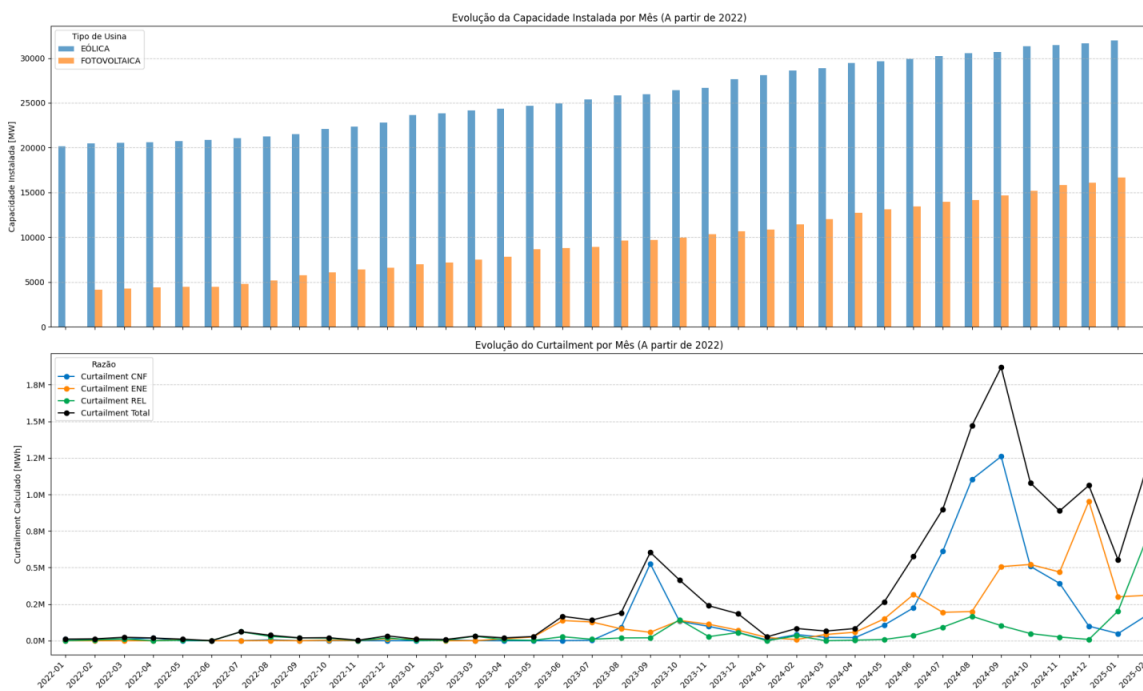
A seguir, são apresentadas as motivações que impulsionaram o desenvolvimento desta dissertação de mestrado, os objetivos que nortearam o desenvolvimento da metodologia proposta, as contribuições deste trabalho e as respectivas publicações.

1.1 Motivação

A crescente participação de fontes renováveis variáveis, como a energia eólica e solar, tem transformado profundamente a operação dos sistemas elétricos no Brasil e no mundo. Embora essas fontes contribuam para a descarbonização da matriz elétrica e para a diversificação da geração, elas também impõem desafios operacionais inéditos, principalmente relacionados à variabilidade, à não despachabilidade e à incerteza da geração (SOUZA et al., 2021; ONS, 2023a).

Um dos principais desafios enfrentados atualmente pelo SIN é o aumento da ocorrência de congestionamentos na rede de transmissão, sobretudo em regiões com forte concentração de usinas renováveis, como o Nordeste brasileiro. A expansão acelerada da capacidade instalada dessas fontes, sem o devido acompanhamento da infraestrutura de escoamento, tem resultado em restrições operativas que limitam a geração, mesmo quando há disponibilidade de recurso primário, conforme ilustrado na Figura 1.1.

Figura 1.1: Crescimento da capacidade instalada de geração eólica e solar e do curtailment.

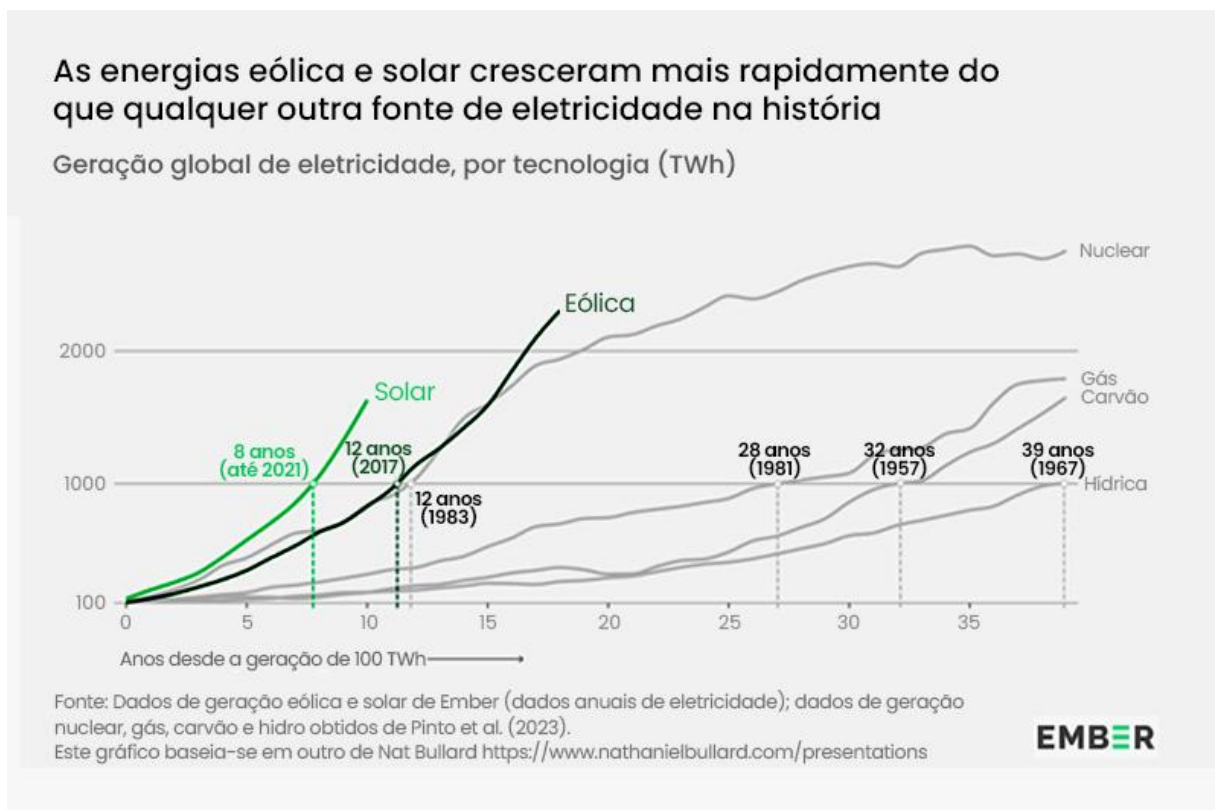


Fonte: Carpe Vie Engenharia a partir de ONS.

Nesse contexto, destacam-se os fenômenos de curtailment e constrained-off. O primeiro refere-se à limitação da geração devido a restrições de rede ou operativas do sistema; o segundo, à restrição de operação causada por fatores externos, como a indisponibilidade de equipamentos da rede básica, que inclusive enseja compensação regulatória aos geradores (GIZ & ANEEL, 2020; ONS, 2023b).

Além do impacto econômico direto, que reduz a rentabilidade dos empreendimentos renováveis e compromete novos investimentos, o aumento dos eventos de curta geração leva, frequentemente, ao maior despacho de usinas térmicas, elevando os custos operacionais e as emissões de CO₂ (MIRANDA et al., 2020). A Figura 1.2 ilustra o crescimento da geração renovável global e seus impactos sistêmicos.

Figura 1.2: Crescimento de Geração Global.



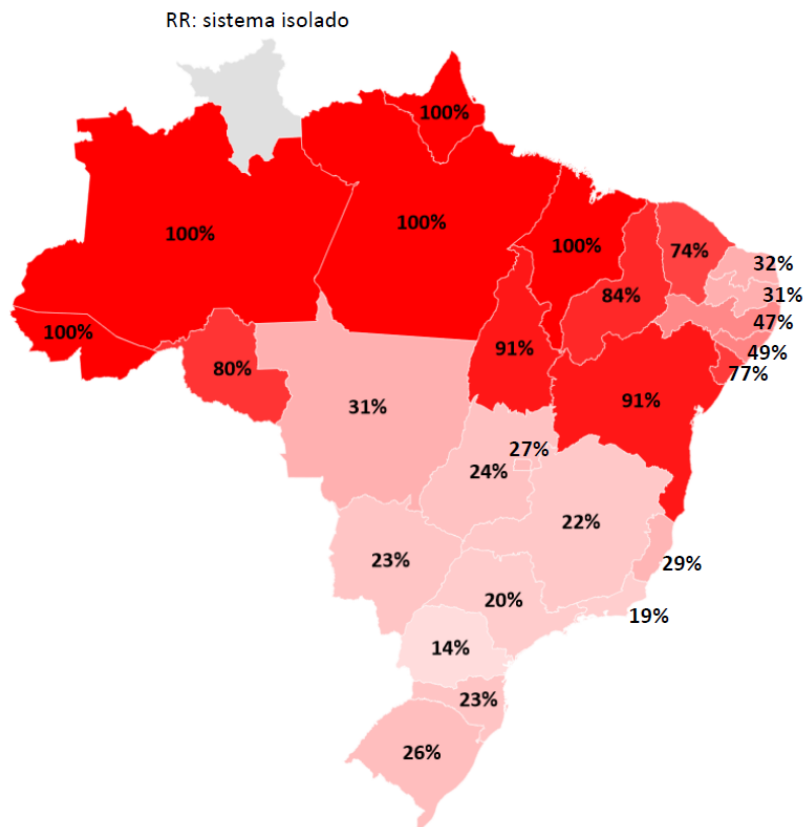
Fonte: EMBER.

Outro aspecto crítico é a complementariedade entre as fontes renováveis. Embora eólica e solar possuam padrões de geração distintos – com potencial para compensações sazonais e diárias, essa relação não é plenamente aproveitada nos modelos tradicionais. A falta de correlação

temporal nas análises pode subestimar ou superestimar o impacto da geração combinada na rede, prejudicando o planejamento (MONTEIRO, 2017; ONS, 2023a).

Além disso, eventos recentes evidenciam a urgência de aprimorar os modelos operativos. A perturbação de 15 de agosto de 2023, por exemplo, demonstrou limitações nas ferramentas de simulação diante de uma condição crítica de alta geração renovável e restrição de escoamento (RAP-ONS 00012/2023). A comparação entre as simulações do ANATEM e as medições reais indicou defasagens preocupantes, ressaltando a necessidade de metodologias mais aderentes à operação real.

Figura 1.3: Corte de Carga por Estado pela perturbação ocorrida em 15 de agosto de 2023



Fonte: RAP-ONS 00012/2023, datado de 09/10/2023

Necessidade de uma Nova Abordagem

Diante desse cenário, torna-se evidente a insuficiência dos métodos tradicionais de análise de fluxo de potência e planejamento elétrico, que muitas vezes não consideram adequadamente a dinâmica temporal da geração renovável, tampouco os efeitos de complementariedade e

restrições operativas. O setor elétrico brasileiro carece de ferramentas mais realistas e integradas que possibilitem:

- Avaliar os impactos operacionais da geração renovável sob condições reais;
- Diagnosticar com precisão os momentos críticos de restrição da rede;
- Antecipar e mitigar situações de curtailment e constrained-off.

Diferencial da Metodologia Proposta

A metodologia desenvolvida nesta dissertação busca preencher essa lacuna ao propor uma abordagem inovadora que combina a simulação de regiões de segurança com dados históricos de geração eólica e solar correlacionados temporalmente. Isso permite não apenas mapear os limites operacionais do sistema frente à geração intermitente, mas também desenvolver algoritmos de diagnóstico capazes de:

- Classificar o estado de operação como seguro ou inseguro;
- Estimar a restrição de potência (MW e MWh);
- Calcular o tempo de exposição e o custo da geração restrita;
- Propor estratégias de mitigação com base em cortes mínimos ou direcionados.

Essa abordagem representa um avanço significativo em relação às práticas convencionais, pois permite capturar os efeitos reais da complementariedade renovável, ao mesmo tempo em que fornece subsídios práticos para o planejamento e a operação do sistema, com potencial de contribuição direta às diretrizes do ONS e da ANEEL.

1.2 Objetivos

Objetivo Geral

O objetivo principal desta pesquisa é desenvolver uma metodologia para avaliação da segurança operativa do sistema elétrico considerando a variabilidade e a complementaridade entre fontes renováveis. A proposta consiste em integrar dados históricos de fatores de capacidade de geração eólica e solar com a análise da região de segurança da rede, permitindo uma representação gráfica e quantitativa dos impactos da geração renovável na operação do sistema. Essa abordagem possibilita identificar combinações de geração seguras e inseguras, avaliar a

exposição do sistema a restrições operativas e estimar medidas corretivas para minimizar impactos econômicos e técnicos.

Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, este trabalho se desdobra nos seguintes objetivos específicos:

1. Definir e simular a região de segurança da rede elétrica

- Simular um caso real do sistema elétrico brasileiro em *software* de análise de fluxo de potência (ANAREDE).
- Construir a região de segurança representando as combinações de geração eólica e solar que garantem a operação segura da rede (ANAREDE).

2. Integrar os dados históricos de geração à região de segurança

- Mapear os fatores de capacidade obtidos para coordenadas no espaço da região de segurança.
- Analisar a frequência com que a geração renovável ultrapassa os limites operacionais da rede.
- Identificar períodos críticos nos quais ocorrem restrições operativas devido à variabilidade da geração.

3. Desenvolver um algoritmo de diagnóstico da rede

- Classificar cada ponto histórico de geração como seguro ou inseguro, conforme sua posição na região de segurança.
- Determinar a exposição temporal do sistema a condições inseguras, quantificando o tempo em que a rede opera sob risco de sobrecarga ou violação de tensão.
- Determinar a restrição de potência necessária em MW e MWh para mitigar problemas operacionais.

4. Implementar estratégias para mitigação de restrições operativas

- Desenvolver duas abordagens para redução da geração insegura:
 - **Modo Corte Mínimo de Potência:** Reduzir a geração no menor montante possível para manter a rede dentro dos limites operacionais.
 - **Modo Corte Direcionado de Potência:** Ajustar a geração de forma alinhada com a tendência natural de variação ao longo do dia, minimizando as intervenções de operadores em sala de controle.

- Avaliar o impacto econômico das restrições de geração, estimando o custo associado ao despacho de usinas térmicas para compensação.

5. Estudo de caso a metodologia proposta

- Realizar um estudo de caso com a metodologia proposta, utilizando dados reais do sistema elétrico brasileiro, considerando dados históricos de geração e uma malha de transmissão específica.

1.3 Contribuições deste trabalho

A presente dissertação propõe uma abordagem para a análise dos impactos da geração renovável no Sistema Interligado Nacional (SIN), combinando regiões de segurança operativa com dados históricos de geração eólica e solar para fornecer um diagnóstico mais abrangente do comportamento da rede elétrica. Diferentemente das metodologias tradicionais, que frequentemente avaliam a inserção de geração renovável apenas a partir de percentis estáticos de fatores de capacidade, este trabalho introduz uma análise mais realista ao considerar a correlação temporal entre as fontes renováveis e seus efeitos no fluxo de potência.

As principais contribuições desta pesquisa podem ser destacadas nos seguintes aspectos:

1.3.1 Avaliação do Impacto da Complementaridade Eólica-Solar no Fluxo de Potência

Uma das maiores inovações deste trabalho é a integração da complementaridade entre fontes renováveis na análise de fluxo de potência. Embora a complementaridade entre geração eólica e solar seja amplamente reconhecida na literatura, seu impacto na operação da rede elétrica ainda é pouco explorado em metodologias aplicadas ao SIN.

- Esta pesquisa quantifica como a complementaridade afeta a segurança operativa do sistema, indo além da simples caracterização estatística dos fatores de capacidade individuais.
- O modelo desenvolvido permite identificar momentos críticos nos quais a geração combinada das fontes pode levar a riscos operacionais, como sobrecarregamento de linhas de transmissão e violação de limites de tensão.
- A metodologia possibilita uma avaliação detalhada das condições de operação do sistema, garantindo que os benefícios da complementaridade sejam explorados de forma eficaz sem comprometer a segurança da rede.

1.3.2 Diagnóstico de Rede Baseado em Regiões de Segurança e Dados Históricos

O uso de regiões de segurança para avaliar a viabilidade da geração renovável já é uma abordagem consolidada em estudos de planejamento e operação de sistemas elétricos. No entanto, a aplicação dessas regiões em conjunto com dados históricos de geração renovável representa um avanço significativo para a análise da segurança do SIN.

- Enquanto estudos convencionais consideram apenas regiões de segurança estáticas, este trabalho propõe uma abordagem que combina os limites operacionais da rede com perfis reais de geração ao longo do tempo.
- O modelo permite avaliar quais combinações de geração eólica e solar estão dentro da região segura do sistema e quais podem levar a restrições operacionais, auxiliando a tomada de decisão para despacho e alocação de geração renovável.
- Esse diagnóstico fornece insights valiosos para operadores do sistema, permitindo antecipar cenários críticos e melhorar a previsibilidade da operação, especialmente em períodos de alta penetração renovável.

1.3.3 Desenvolvimento de Estratégias de Mitigação para Restrições Operativas

Um diferencial importante desta pesquisa é a proposta de mecanismos para estimar e restringir dinamicamente a geração renovável quando necessário, evitando impactos negativos no sistema elétrico.

- Em vez de simplesmente identificar cenários críticos, o modelo permite simular estratégias para mitigar restrições operacionais, reduzindo a necessidade de cortes de geração (*curtailment*).
- Foram desenvolvidos métodos para identificar a redução mínima necessária na geração renovável de forma a garantir que o sistema permaneça dentro da região de segurança, minimizando perdas econômicas e otimizando o aproveitamento da geração renovável.
- Essa abordagem possibilita a formulação de diretrizes operacionais mais eficientes, auxiliando agentes do setor elétrico na gestão do SIN em um contexto de crescente inserção de fontes variáveis.

1.3.4 Subsídios para a Evolução Metodológica do ONS

Os resultados preliminares desta pesquisa forneceram subsídios importantes para o aprimoramento das metodologias do ONS, especialmente no que diz respeito à consideração da correlação temporal entre fontes renováveis e seus efeitos no sistema.

- O artigo **“Uma Nova Metodologia de Estudo de Fluxo de Potência que Incorpora Características de Complementariedade entre Diferentes Fontes de Energia”**, publicado no **Brazil Windpower Papers (setembro de 2023)**, contribuiu para que o ONS revisasse sua metodologia de análise de geração renovável.
- A pesquisa demonstra que a evolução metodológica do ONS pode ser complementada com abordagens mais avançadas de segurança operativa (regiões de segurança), permitindo uma gestão mais eficiente da rede elétrica em um cenário de alta penetração renovável.

Diante do crescimento acelerado da geração renovável no Brasil, este trabalho oferece uma ferramenta essencial para avaliar os impactos da variabilidade e complementaridade das fontes eólica e solar na segurança operativa do SIN. Ao combinar regiões de segurança com dados históricos e estratégias de mitigação, esta pesquisa contribui para a formulação de diretrizes operacionais mais precisas, auxiliando na tomada de decisão dos operadores do sistema e no planejamento de médio e longo prazo da matriz elétrica brasileira.

Com isso, a dissertação se posiciona como um avanço significativo no entendimento dos desafios da integração renovável, fornecendo subsídios técnicos para o setor elétrico brasileiro e para o aprimoramento das metodologias de operação e planejamento do SIN.

1.4 Publicações

Na Tabela 1–1 são apresentadas as publicações dos resultados parciais deste trabalho em congressos nacionais e internacionais.

Tabela 1–1: Publicações dos resultados parciais deste trabalho.

Autores	Título	Revista/Congresso	Ano	Situação
DIAS, P. V. S.; SOARES, R. A.; SILVA FILHO, M. Q.;	Uma Nova Metodologia de Estudo de Fluxo de Potência que Incorpora Características de Complementariedade entre Diferentes Fontes de Energia	Brazil Windpower Papers	2023	Publicado
DIAS, P. V. S.; SILVA FILHO, M. Q.; NEVES, W.S.;	Desenvolvimento de uma Metodologia Inovadora Integrando Complementariedade entre Fontes Energéticas e Ciência de Dados na Análise de Fluxo de Potência	XXV Congresso Brasileiro de Automática	2024	Publicado

Fonte: Próprio Autor.

1.5 Estrutura dos Próximos Capítulos

Este trabalho está estruturado em seis capítulos, organizados de forma a apresentar a fundamentação teórica, a revisão bibliográfica e o desenvolvimento metodológico e a aplicação da abordagem proposta (estudo de caso ilustrativo), culminando na análise dos resultados e nas conclusões do estudo. A seguir, são descritos os conteúdos abordados em cada capítulo.

O Capítulo 2 – Fundamentação Teórica, são introduzidos conceitos essenciais para a compreensão da pesquisa, incluindo as principais causas e impactos do *curtailment* de energia no Brasil, os desafios da integração de fontes renováveis na malha de transmissão, a curva de permanência na caracterização da geração variável, a complementariedade entre geração eólica e solar no Nordeste brasileiro e a importância da correlação temporal na avaliação do fluxo de potência. Além disso, é discutido o conceito de região de segurança, elemento central da metodologia deste estudo.

No Capítulo 3 – Revisão Bibliográfica apresenta um levantamento das principais contribuições acadêmicas e técnicas relacionadas ao estudo do fluxo de potência em sistemas elétricos com geração variável, abordando temas como análise do *curtailment* (*constrained-off*), aplicação de regiões de segurança e uso de dados históricos na modelagem da operação do sistema elétrico. Esses tópicos fornecem a base teórica necessária para o desenvolvimento da metodologia proposta.

O Capítulo 4 – Metodologia Proposta detalha a abordagem desenvolvida para avaliação dos impactos da complementaridade entre fontes renováveis no fluxo de potência do SIN. O capítulo descreve as cinco etapas da metodologia:

- Simulação da Região de Segurança (Etapa 1), na qual se modela e simula a área segura de operação do sistema elétrico.
- Transformação em por unidade (pu) (Etapa 2), que padroniza os valores das grandezas elétricas para facilitar as análises.
- Processamento de Dados Históricos (Etapa 3), onde os fatores de capacidade das fontes renováveis são calculados e organizados.
- Combinação da Região de Segurança com os Dados Históricos (Etapa 4), permitindo visualizar a relação entre os cenários de geração renovável e as restrições operativas do sistema.
- Algoritmo de Diagnóstico de Rede (Etapa 5), que possibilita a classificação das condições operacionais, o cálculo da restrição de potência necessária, o tempo de exposição do sistema a condições adversas, a estimativa do montante de geração restrita e a avaliação dos custos associados a essas restrições.

No Capítulo 5 – Estudo de Caso, a metodologia é aplicada a um sistema real, ilustrando sua efetividade na identificação de cenários de risco e na formulação de estratégias de mitigação. São apresentados os resultados da execução das funções de diagnóstico e cálculo de restrições, seguidos por uma análise detalhada das implicações da abordagem. O capítulo também discute outras aplicações potenciais da metodologia, demonstrando sua flexibilidade e aplicabilidade em diferentes contextos operacionais do SIN.

Por fim, o Capítulo 6 – Conclusões sintetiza os principais resultados obtidos e os benefícios da metodologia proposta, avaliando sua contribuição para o aprimoramento dos estudos de fluxo de potência em sistemas com geração renovável. Além disso, são discutidas as possibilidades de aplicação da metodologia em estudos futuros, incluindo seu uso no planejamento elétrico e na formulação de políticas para a integração eficiente de fontes renováveis na matriz energética. O capítulo finaliza com sugestões para possíveis aprimoramentos e considerações finais sobre o impacto da pesquisa.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A integração de fontes renováveis variáveis à matriz elétrica apresenta desafios técnicos e operacionais que precisam ser analisados para garantir a confiabilidade e a eficiência do sistema. Nesta seção, são discutidos os principais aspectos teóricos relacionados ao tema.

Inicialmente, são abordados os impactos do *curtailment* de energia no Brasil, identificando suas causas e possíveis soluções para minimizar desperdícios e otimizar o aproveitamento da geração renovável. Em seguida, analisam-se os desafios da integração de fontes de energia renovável na malha de transmissão, considerando as limitações estruturais e operacionais do sistema elétrico nacional.

A caracterização da variabilidade da geração renovável é explorada por meio da curva de permanência, uma ferramenta fundamental para avaliar a variabilidade da geração e seus efeitos sobre a operação do sistema. Além disso, discute-se a complementariedade entre fontes eólica e solar na região Nordeste do Brasil, destacando seu potencial para reduzir a dependência de fontes despacháveis e melhorar a estabilidade da rede elétrica.

Por fim, apresenta-se o conceito de região de segurança, fundamental para a análise de estabilidade do sistema elétrico diante das incertezas associadas à geração variável e às limitações da rede de transmissão.

2.1 *Curtilment* de Energia no Brasil: Causas, Impactos e Soluções

A inserção de fontes renováveis na matriz energética brasileira, notadamente a energia eólica e solar, tem crescido significativamente nos últimos anos. No entanto, esse avanço tem sido acompanhado por desafios operacionais, entre os quais se destaca o *curtailment* de energia, que se refere à redução forçada da geração elétrica devido a restrições na rede (Figura 2.1a), à necessidade de garantir a confiabilidade do sistema elétrico e/ou a razões energéticas.

Causas do *Curtilment* de Energia

O *curtailment* ocorre quando há necessidade de limitar a injeção de energia gerada, mesmo quando os recursos naturais, como vento e radiação solar, estão disponíveis. No Brasil a Resolução Normativa ANEEL Nº 1.030, de 26 de julho de 2022 e a Resolução Normativa ANEEL Nº 1.073, de 12 de setembro de 2023 classificam as principais causas desse fenômeno em três categorias:

- **Indisponibilidade externa (Restrição elétrica):** Ocorre quando há falhas em instalações de transmissão externas aos parques geradores (Rede Básica), que impedem o escoamento da energia produzida. Esses eventos podem ser decorrentes de problemas climáticos, como tempestades e raios, ou de falhas de manutenção na infraestrutura de transmissão.
- **Requisitos de confiabilidade elétrica:** As restrições operacionais (sistema íntegro) impostas pelo ONS que visam garantir a segurança da rede. Quando a capacidade das linhas de transmissão é atingida, a geração de algumas usinas deve ser reduzida para evitar riscos de sobrecarga e/ou instabilidades sistêmicas.
- **Razão energética:** Em certos momentos, a oferta de energia supera a demanda, tornando necessária a redução da geração para manter o equilíbrio entre produção e consumo (controle de frequência). Esse fenômeno é particularmente relevante em períodos de baixa demanda, quando a injeção excessiva de eletricidade na rede poderia comprometer sua estabilidade.

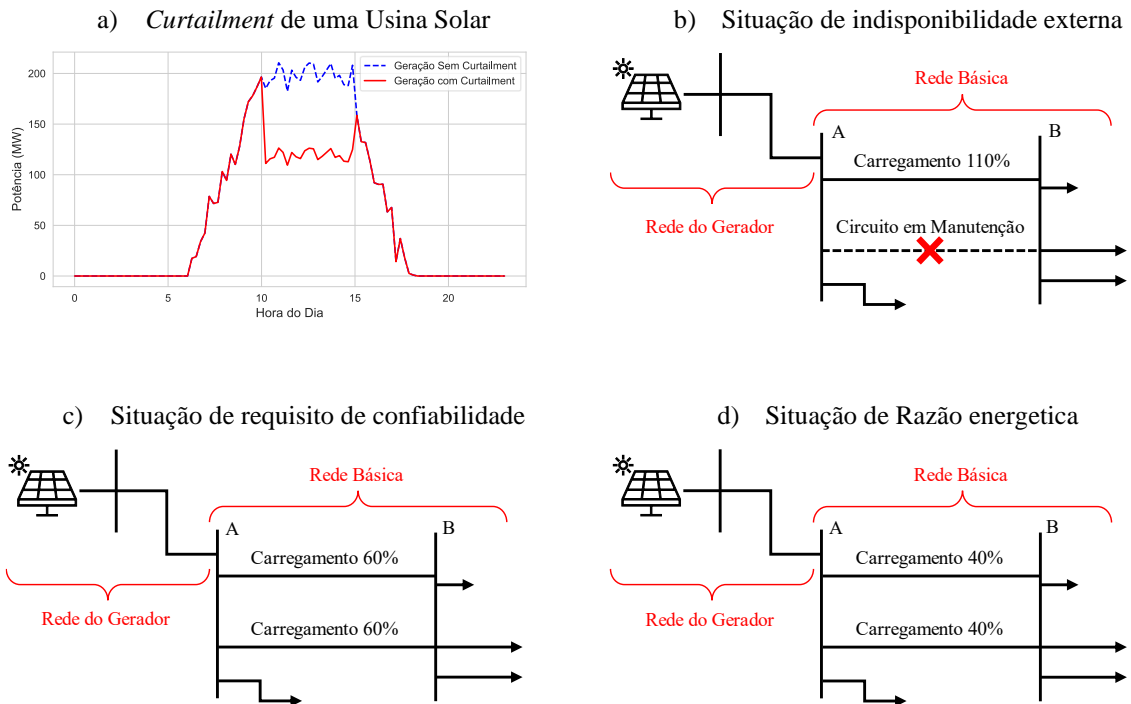
Ilustrações do Fenômeno

Na Figura 2.1b, é ilustrada uma situação em que há indisponibilidade externa de um circuito que está sob manutenção (indisponibilidade) entre a barra A e a barra B. Nesse caso, é necessário realizar o corte da geração solar (Figura 2.1a) para reduzir o carregamento do circuito paralelo entre as barras A e B, que está operando a 110% da capacidade nominal.

Já na Figura 2.1c, é apresentado um cenário em que os circuitos entre as barras A e B estão operando a 60% da capacidade nominal. No entanto, a contingência de um desses dois circuitos pode levar o circuito remanescente a entrar em sobrecarga, ultrapassando a capacidade nominal. Dessa forma, pode ser necessário restringir a geração solar (Figura 2.1a) para prevenir a possibilidade de sobrecarga, caso ocorra a contingência (N-1) de um dos circuitos.

Por fim, a Figura 2.1d ilustra uma situação em que não há risco de sobrecarga em nenhum equipamento do sistema. Contudo, a oferta de geração é maior que a carga do sistema, o que leva à necessidade de restringir a geração solar (Figura 2.1a) para manter o equilíbrio entre carga e geração.

Figura 2.1: Exemplos de *curtailment* de uma usina solar.



Fonte: Próprio Autor.

Vale ressaltar que, apenas na ocasião classificada como indisponibilidade externa, o agente de geração tem o direito do ressarcimento da geração frustrada, por meio do mecanismo de *constrained-off*, conforme estabelecido nas Resoluções Normativas (ANEEL, 2022) e (ANEEL, 2023).

Impactos do *Curtailment*

O aumento do *curtailment* nos últimos anos tem trazido preocupações ao setor elétrico, especialmente para os investidores e operadores de usinas renováveis. Os principais impactos incluem:

- Desafios técnicos e operacionais (objeto deste trabalho): A variabilidade das fontes renováveis e as dificuldades na previsibilidade da demanda aumentam a complexidade na gestão do setor elétrico, tornando necessárias estratégias mais sofisticadas para mitigar impactos.
- Prejuízos financeiros para geradores: Como a receita das usinas é proporcional à quantidade de energia comercializada, a restrição na geração reduz o fluxo de caixa das empresas, dificultando o cumprimento de compromissos contratuais e afetando a rentabilidade dos empreendimentos.

- Exposição financeira para geradores: quando o agente gerador precisa comprar energia no mercado de curto prazo, para cumprir os contratos.
- Riscos regulatórios e jurídicos: O ressarcimento aos geradores é garantido apenas em casos de indisponibilidade Externa e sob condições específicas estabelecidas nas Resoluções Normativas (ANEEL, 2022) e (ANEEL, 2023). Empresas podem buscar indenização por restrições impostas, mas o processo é complexo e pode envolver longas negociações com órgãos reguladores e a necessidade de judicializar o pleito.
- Dificuldades na expansão do setor: A imprevisibilidade do *curtailment* impacta a viabilidade econômica de novos projetos e pode desencorajar investimentos em energia renovável no Brasil.

Soluções e Alternativas

Para mitigar os efeitos do *curtailment* e garantir maior estabilidade ao sistema elétrico, algumas soluções podem ser adotadas:

- Aprimoramento da previsibilidade da geração e demanda (objeto deste trabalho de mestrado): O uso de tecnologia e modelagens avançadas para prever a produção e o consumo pode contribuir para a otimização da operação do sistema.
- Implementação de Sistemas Especiais de Proteção: Os Sistemas Especiais de Proteção podem ser implementados para evitar o corte desnecessário da geração em situações que, diante de uma possível contingência, o corte de geração seria adotado como medida preventiva contra sobrecargas. Esses sistemas operam de forma automática, seletiva e coordenada, assegurando a segurança e a estabilidade do sistema elétrico. O objeto deste trabalho de mestrado pode fornecer subsídios no planejamento desses Sistemas Especiais de Proteção.
- Expansão da infraestrutura de transmissão: Investimentos na ampliação e modernização da rede elétrica são essenciais para acompanhar o crescimento da geração renovável e reduzir restrições operacionais. O objeto deste trabalho de mestrado pode fornecer subsídios no planejamento da expansão de transmissão.
- Armazenamento de energia: A aplicação de sistemas de armazenamento, como baterias e usinas reversíveis, pode permitir a conservação da energia excedente para uso em momentos de maior demanda. O objeto deste trabalho de mestrado pode fornecer subsídios no dimensionamento e alocação desses sistemas de armazenamento.

- Investimento em eletrificação e novos mercados: A maior eletrificação da economia, impulsionada por setores como hidrogênio verde, *data centers* e veículos elétricos, pode aumentar a demanda e reduzir os efeitos do *curtailment*.
- Melhorias na regulação do setor: Um arcabouço regulatório mais eficiente pode permitir melhor gestão do *curtailment*, com critérios claros para ressarcimento de prejuízos e incentivos para soluções tecnológicas.

Dessa forma, o *curtailment* de energia é um desafio crescente no Brasil e tem impactos significativos para o setor elétrico. A solução desse problema exige uma abordagem integrada, que envolva investimentos em infraestrutura, regulação aprimorada e inovação tecnológica. A previsibilidade e o planejamento também são fundamentais para que investidores possam mitigar riscos e garantir a viabilidade de seus projetos a longo prazo.

2.2 Desafios da Integração de Fontes de Energia Renovável na Malha de Transmissão

A integração em larga escala de fontes renováveis à rede elétrica impõe desafios técnicos e operacionais significativos, exigindo uma reavaliação dos paradigmas tradicionais de planejamento e controle do sistema elétrico. Um dos principais desafios é a variabilidade e a imprevisibilidade inerentes à geração renovável, que resultam em oscilações nos fluxos de potência e na tensão do sistema elétrico. Diferentemente das fontes convencionais despacháveis, como usinas hidrelétricas e termelétricas, que podem modular sua geração de acordo com a demanda (fontes de potência), a geração solar e eólica (fontes de energia) depende de condições climáticas dinâmicas, tornando o gerenciamento do sistema elétrico substancialmente mais complexo. A Figura 2.2 ilustra o carregamento em uma linha de transmissão e a tensão em um dos terminais na região de influência de uma central geradora eólica.

Figura 2.2: Oscilação de fluxo de potência e tensão típica em uma linha de transmissão localizada na região influência de uma central geradora eólica.



Fonte: Próprio Autor.

A variabilidade dessas fontes pode causar problemas como sobrecargas em linhas de transmissão, aumento do risco de instabilidade transitória e desafios para a manutenção da qualidade da energia fornecida. Eventos climáticos súbitos, como variações bruscas na intensidade da radiação solar ou na velocidade dos ventos, podem levar a flutuações inesperadas na geração, exigindo que o sistema possua mecanismos de resposta rápida para compensar essas oscilações. Tais fenômenos tornam necessário o desenvolvimento de estratégias avançadas de controle e despacho, bem como a adoção de tecnologias que aumentem a flexibilidade operativa, como sistemas de armazenamento de energia e mecanismos de resposta da demanda.

No Brasil, a necessidade de enfrentar esses desafios se torna ainda mais urgente, devido ao crescimento acelerado da participação das energias renováveis na matriz elétrica. Regiões como o Nordeste brasileiro e o norte do estado de Minas Gerais possuem um imenso potencial para a geração de energia eólica e solar, mas também apresentam limitações estruturais na rede de transmissão, que nem sempre evolui no mesmo ritmo da expansão da geração. Essa assimetria pode levar à ocorrência de *curtailment*, reduzindo a eficiência e a viabilidade econômica dos empreendimentos renováveis.

Diante desse contexto, torna-se essencial não apenas investir na expansão da infraestrutura de transmissão, mas também implementar metodologias robustas para a integração e operação dessas fontes no sistema elétrico. Estratégias que considerem a complementaridade entre diferentes fontes de energia, aliadas ao uso de dados históricos para prever padrões de geração e consumo, podem contribuir para uma gestão mais eficiente da variabilidade, reduzindo os

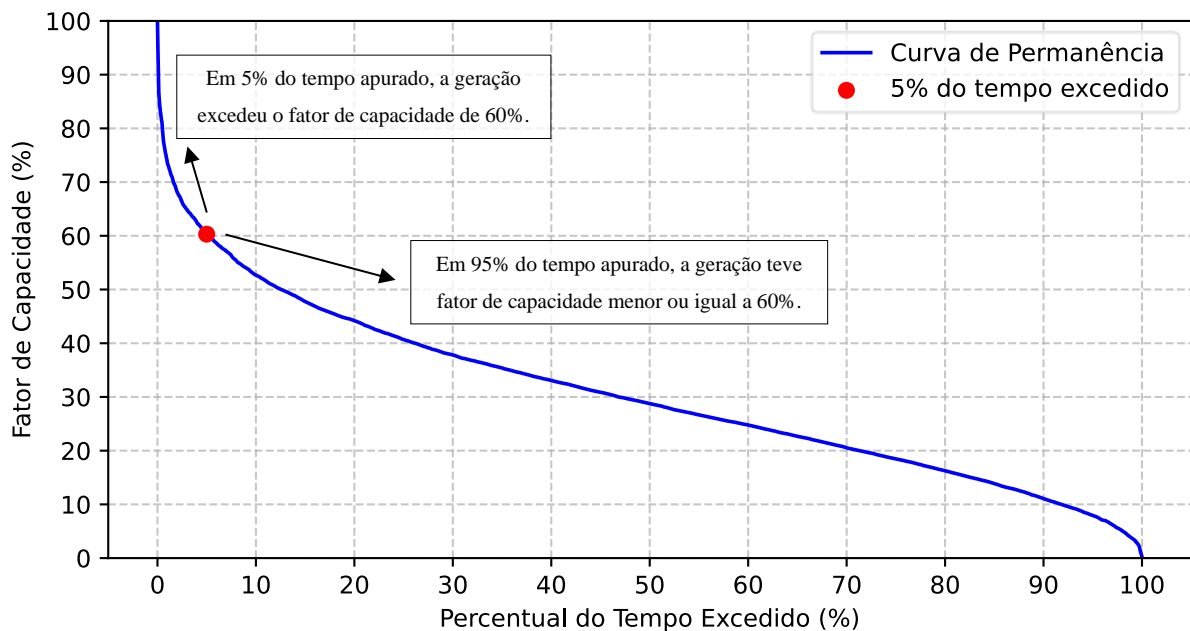
impactos negativos da variabilidade e maximizando o aproveitamento da energia renovável disponível.

2.3 Curva de Permanência na Caracterização da Geração Variável

A variabilidade das fontes renováveis é um dos principais desafios no planejamento e na operação dos sistemas elétricos modernos. A variabilidade da geração eólica e solar exige o uso de métricas e ferramentas estatísticas que quantifiquem seu comportamento ao longo do tempo. Nesse contexto, a curva de permanência é um instrumento fundamental para descrever a distribuição probabilística da geração dessas fontes, fornecendo uma visão clara da frequência com que determinados níveis de potência são atingidos ou superados.

A curva de permanência é construída a partir da organização dos valores de potência gerada em ordem crescente ou decrescente, associando cada valor à fração do tempo em que ele é igualado ou excedido ao longo do período analisado. O resultado é um gráfico da Figura 2.3 que ilustra a distribuição estatística da geração renovável, permitindo avaliar sua disponibilidade, confiabilidade e complementaridade com outras formas de geração.

Figura 2.3: Curva de Permanência.



Fonte: Próprio Autor.

Critério do ONS para o despacho de geração renovável

No planejamento e operação do SIN, o ONS adota o percentil de 95% como critério para o despacho de geração eólica e fotovoltaica. Isso significa que, para fins de planejamento, o ONS

considera o nível de geração (ou fator de capacidade) que é igual ou inferior em 95% do tempo (amostragem anual), assumindo um risco de 5% de que a geração real possa ser superior a esse valor.

A determinação desse percentil é baseada na curva de permanência da geração, construída a partir de dados históricos apurados da operação do SIN. Dessa forma, o valor adotado pelo ONS reflete uma estimativa conservadora da disponibilidade dessas fontes variáveis, contribuindo para a segurança operacional do sistema elétrico.

No exemplo ilustrado pela curva de permanência da Figura 2.3, o percentil de 95% corresponde a um fator de capacidade de 60% da potência instalada do parque gerador. Em outras palavras, em apenas 5% do tempo, esse parque gerador atinge um fator de capacidade acima de 60%. Esse critério visa equilibrar a viabilidade técnica e econômica do despacho, garantindo um nível mínimo de geração renovável confiável a ser despachadas nos cenários para os estudos de planejamento elétrico.

2.4 Complementariedade entre Fontes Eólica e Solar da Região Nordeste do Brasil

A região Nordeste do Brasil apresenta um potencial significativo para o desenvolvimento de energia renovável. Em particular, a complementariedade entre as fontes eólica e solar destaca-se como uma vantagem estratégica. As condições climáticas favoráveis da região, com altos índices de radiação solar e ventos fortes, possibilitam a geração de eletricidade a partir dessas fontes de forma complementar. Sua localização geográfica privilegiada permite uma alta incidência de radiação solar ao longo de todo o ano.

A complementariedade entre a energia solar e eólica é notável na região nordestina. Enquanto a geração solar é mais intensa durante o dia, atingindo seu pico nas horas de maior insolação, a geração eólica alcança seu ápice durante a noite e em períodos de menor incidência solar. Essa dinâmica cria um certo “equilíbrio” na geração de energia renovável ao longo do ciclo diário, permitindo uma distribuição mais uniforme da produção de energia.

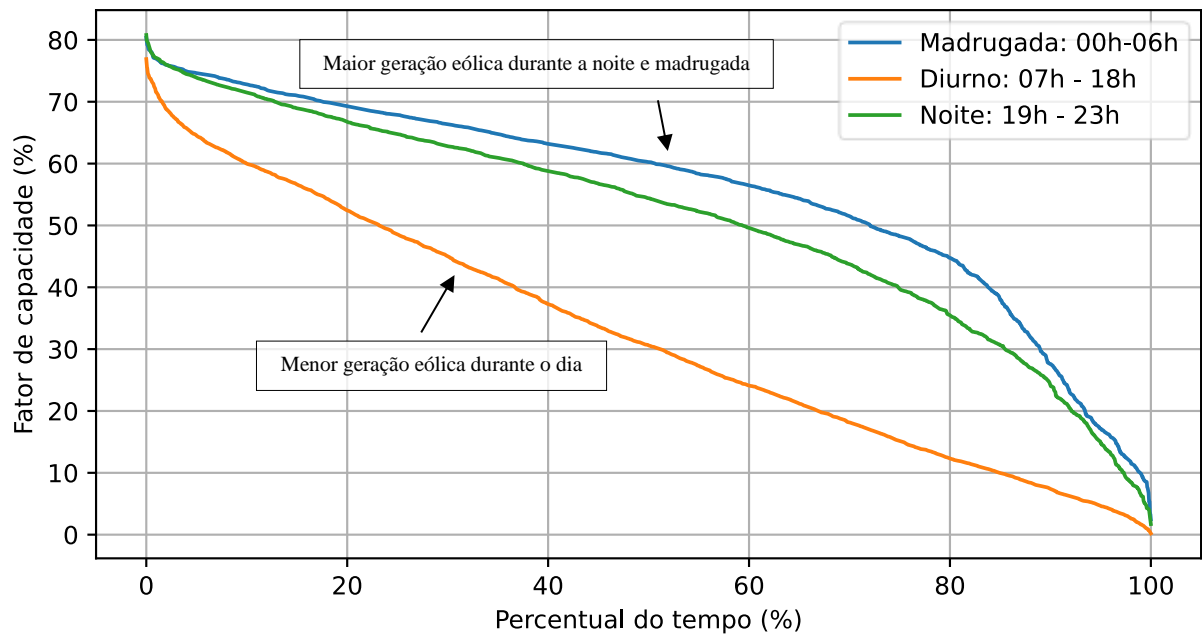
Aplicação da curva de permanência na análise de complementariedade

A curva de permanência permite identificar a fração do tempo em que a geração ocorre acima de determinados patamares, possibilitando inferências sobre a capacidade da usina de atender parte da demanda e de ser complementada por outras fontes, como hidráulicas e térmicas. No caso da energia solar fotovoltaica, a curva também revela a distribuição da geração ao longo do dia e do ano, destacando a influência de fatores sazonais e meteorológicos.

Ao integrar dados históricos na construção das curvas de permanência, a abordagem proposta permite uma avaliação mais robusta do comportamento esperado das fontes renováveis, considerando tendências de longo prazo e possíveis variações climáticas. Esse aspecto é crucial para a formulação de estratégias operacionais que maximizem a eficiência do sistema elétrico e reduzam os impactos da variabilidade na qualidade do fornecimento de energia.

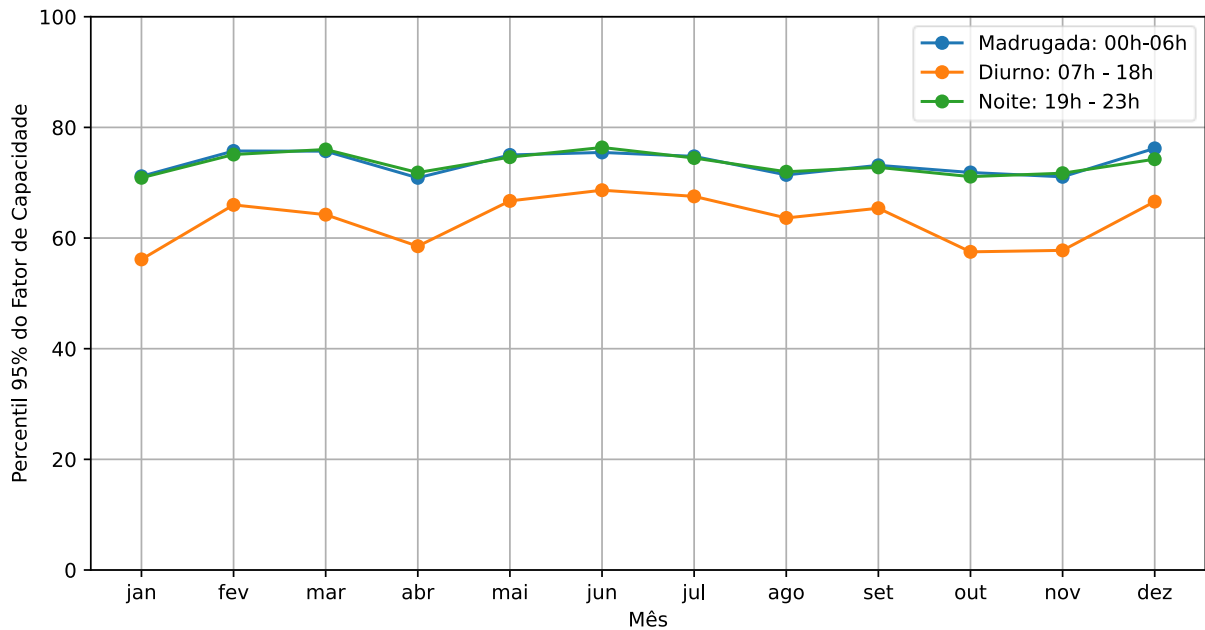
Para ilustrar o efeito de complementariedade, foram desenvolvidas as curvas de permanência da Figura 2.4 utilizando os dados da plataforma “Dados Abertos” do ONS. Essas curvas representam a geração eólica verificada em 2022 e localizadas geograficamente na Bahia, durante três intervalos distintos: das 0h às 6h e das 19h às 23h, correspondendo a períodos que não há geração solar, e das 7h às 18h, caracterizando o período de geração solar.

Figura 2.4: Curva de Permanência de Geração Eólicas da Bahia.



Fonte: Próprio Autor a partir de Dados Abertos ONS.

Figura 2.5: Fator de Capacidade para percentual do tempo de 95% das Eólicas do Bahia.



Fonte: Próprio Autor a partir de Dados Abertos ONS.

Ao analisar essas curvas, fica evidente que existe um certo grau de complementariedade ao longo do dia entre as disponibilidades de recursos de vento e radiação solar. Os resultados indicam que durante os períodos de geração solar, a produção eólica tende a ser mais baixa em comparação aos períodos sem geração solar. Já na Figura 2.5, foram levantados o percentil 95% correspondente a cada mês do ano, ilustrando que essa sinergia acontece em todos os meses do ano.

Dessa forma, aproveitar a complementariedade entre a energia eólica e solar na região Nordeste do Brasil é uma estratégia promissora para o setor energético. A combinação dessas fontes renováveis não só contribui para uma maior estabilidade e segurança do sistema elétrico, mas também impulsiona o desenvolvimento sustentável da região. Além disso, a diversificação da matriz energética com a integração de fontes renováveis contribui para reduzir a dependência de fontes não renováveis, como combustíveis fósseis, fortalecendo a resiliência do sistema elétrico frente a flutuações de preços e disponibilidade de recursos.

2.5 Complementariedade da Geração Eólica e Solar e a Importância da Correlação das Séries Temporais na Avaliação do Fluxo de Potência

Conforme já discutido, a variabilidade das fontes renováveis, como a eólica e a solar, impõe desafios à operação do sistema elétrico, pois sua disponibilidade varia ao longo do tempo. Essas duas fontes apresentam um comportamento complementar em muitas regiões, o que pode

contribuir para uma geração mais equilibrada e confiável. Para entender essa complementariedade, é essencial avaliar como a geração eólica e solar variam simultaneamente em cada instante do tempo, analisando sua relação (ou correlação) ao longo do dia.

Isso significa que, ao invés de observar apenas a produção de cada fonte individualmente, é importante analisar como elas se comportam juntas. Em determinados momentos, pode haver alta geração solar e baixa geração eólica; em outros, o contrário. Essa relação indica o grau de dependência entre as duas fontes e influencia diretamente o fluxo de potência no sistema elétrico.

Ao avaliar as séries temporais de geração hora a hora, podemos identificar padrões que revelam essa interdependência. Se, na maior parte do tempo, um aumento na geração solar coincide com uma redução na geração eólica, e vice-versa, há uma complementariedade significativa entre as duas fontes. Essa característica é essencial na análise de fluxo de potência, pois, para um dado instante, pode ocorrer de ambas as fontes não apresentarem uma geração elevada ao mesmo tempo.

Por outro lado, se ambas as fontes apresentam variações semelhantes ao longo do tempo, o impacto na rede pode ser mais desafiador. Isso ocorre porque momentos de alta ou baixa geração simultânea exigem maior flexibilidade na operação do sistema.

No contexto do fluxo de potência, essa análise é fundamental. A maneira como a geração eólica e solar se correlacionam, influencia diretamente a distribuição da energia na rede elétrica. Se, em determinado instante, há alta geração solar e baixa geração eólica, a potência injetada na rede pode se concentrar mais nas regiões com maior concentração de usinas fotovoltaicas. Em outro momento, com maior geração eólica e menor geração solar, a distribuição da energia muda, alterando o fluxo de potência na rede.

Dessa forma, o termo “temporalmente correlacionados”, citado neste texto, refere-se ao fato de que a análise leva em consideração os valores de geração eólica e solar para um mesmo instante de tempo, possibilitando uma avaliação mais precisa de sua complementariedade e impacto no fluxo de potência.

2.6 Região de Segurança

Um nomograma é uma ferramenta gráfica utilizada para resolver equações matemáticas complexas de forma aproximada, por meio de linhas retas ou curvas. Ele permite representar relações entre duas ou mais variáveis, simplificando a obtenção de valores sem a necessidade

de cálculos extensos ou computacionalmente custosos. No contexto de sistemas elétricos, os nomogramas são particularmente úteis para visualizar e analisar as condições operacionais de redes de energia, especialmente quando se trata de fluxo de potência e estabilidade do sistema.

No âmbito da análise de fluxo de potência, o nomograma pode ser interpretado como uma região de segurança. Essa região é construída a partir da variação de pares de grupos de geração, partindo do ponto de operação inicial do sistema até seus limites extremos. Durante esse processo, são incorporadas diversas informações críticas, como limites de carregamento, restrições de tensão, limites dinâmicos e condições de operação sob contingências. Cada eixo do nomograma representa a geração de potência ativa de um grupo de geração, permitindo visualizar como a variação dessas grandezas afeta o carregamento, tensões e estabilidade do sistema. Além disso, a região de segurança destaca a posição do ponto de operação do caso base (que corresponde ao ponto de operação de partida obtido em um estudo de fluxo de potência convencional) e sua distância “geométrica” em relação aos limites operacionais monitorados (CEPEL, 2022).

A simulação de regiões de segurança é uma técnica amplamente adotada para avaliar os limites operacionais de uma rede elétrica. Essa análise tem como objetivo identificar combinações de geração e carga que podem levar a problemas de estabilidade, sobrecarga, violação de restrições operacionais ou até mesmo colapso do sistema. Segundo estudos de Jardim, Neto e Kwasnicki (2004) e Jardim, Neto e Santos (2006), a região de segurança é uma ferramenta essencial para garantir que o sistema opere dentro de condições seguras, evitando cenários que possam comprometer a confiabilidade e a qualidade do fornecimento de energia.

Construção da região de segurança

A região de segurança de um sistema elétrico é construída a partir de um ponto de operação convergido, obtido pela solução do fluxo de potência para um determinado caso base. Esse ponto representa a condição inicial do sistema, na qual todas as variáveis elétricas, como tensões nos barramentos, carregamentos das linhas de transmissão e despachos das unidades geradoras, estão dentro de limites operacionais aceitáveis.

Para a definição da região de segurança, são estabelecidos dois grupos de geração, que correspondem a conjuntos de usinas que serão ajustadas de forma coordenada ao longo do processo de análise. A partir do ponto de operação inicial, a geração desses grupos é incrementada seguindo direções específicas, sempre partindo do ponto convergido. Esse incremento é realizado em pequenos passos de potência, garantindo uma variação gradual nas

condições operativas do sistema. Além disso, será necessário definir um terceiro grupo de geração, estrategicamente posicionado fora da área elétrica em análise, que funcionará como um grupo de balanço (*swing*). Esse grupo terá a função de equilibrar o sistema, garantindo a estabilidade e a confiabilidade do fornecimento de energia. Dessa forma:

- Grupo 1 e Grupo 2: Correspondem às unidades geradoras que serão ajustadas de forma coordenada ao longo do processo de análise. A partir do ponto de operação inicial, a geração nesses grupos é incrementada em pequenos passos de potência, seguindo direções específicas que partem do ponto convergido (ponto de fluxo de potência).
- Grupo 3 (*Swing*): Esse grupo é composto por unidades geradoras localizadas estrategicamente fora da área elétrica sob análise. Ele atua como grupo de balanço, absorvendo as variações de potência ativa necessárias para manter o equilíbrio carga/geração do sistema.

À medida que os incrementos de geração são aplicados, diferentes variáveis do sistema são continuamente monitoradas, tais como:

- **Carregamento das linhas de transmissão:** A verificação dos carregamentos das linhas de transmissão, transformadores, e bancos de capacitores série para evitar sobrecargas e garantir a integridade dos equipamentos.
- **Tensões nos barramentos:** As variações de tensão devem ser analisadas para assegurar que permaneçam dentro das faixas permitidas, evitando violações que possam comprometer a estabilidade do sistema.
- **Estabilidade Dinâmica:** O comportamento dinâmico do sistema também pode ser avaliado para prevenir instabilidades transitórias ou colapsos de tensão. Essa função é opcional e depende de outros parâmetros, tais como, modelos dinâmicos das máquinas (controladores velocidade/frequência, controladores de tensão etc), modelos de carga, esquemas de proteções etc.

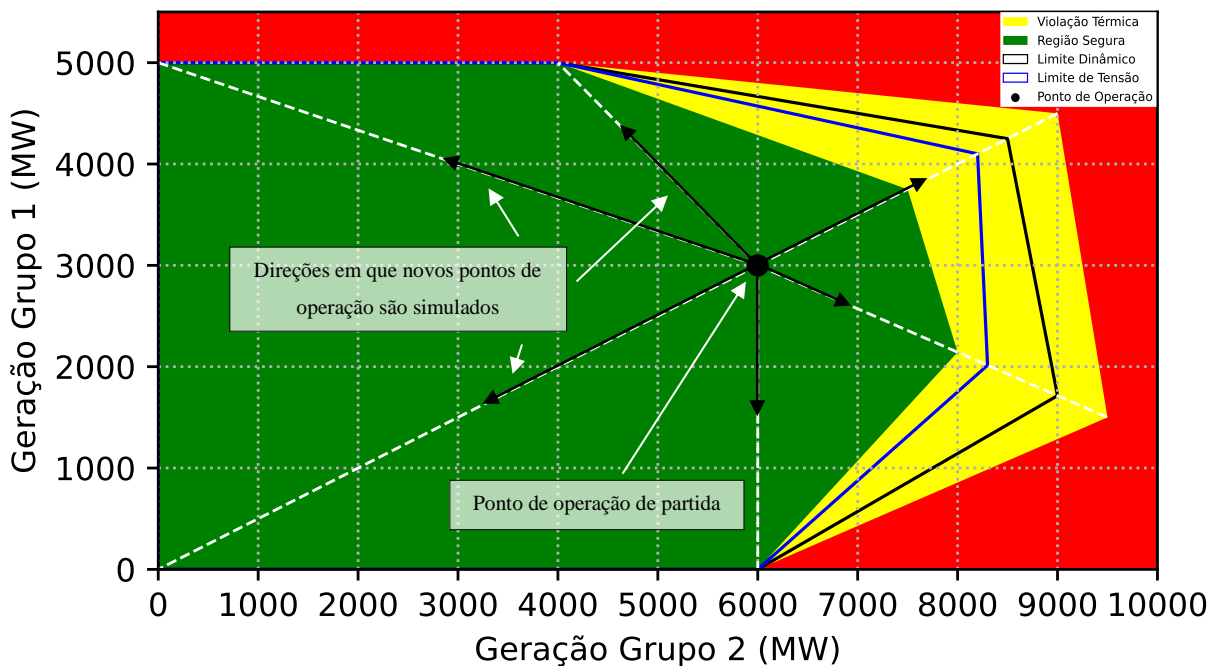
A região de segurança, portanto, é delimitada pelos pontos em que qualquer uma dessas restrições é violada. Quando o incremento da geração ultrapassa um determinado limite, resultando na ocorrência de sobrecargas, tensões inadequadas ou instabilidade, esse ponto marca a fronteira da região de segurança do sistema elétrico. Dessa forma, a construção dessa região permite identificar os limites operacionais do sistema e avaliar sua robustez frente a diferentes condições de geração e carga.

A seguir, são apresentadas as nomenclaturas das áreas que caracterizam a violação das grandezas elétricas monitoradas durante a solução do fluxo de potência e a formação da região de segurança, tomando como exemplo a região de segurança da Figura 2.6.

- **Área Verde (Região Segura):** Esta é a região onde o sistema pode operar com segurança. Tanto a solução do fluxo de potência para o caso em condições normais de operação quanto a solução do fluxo de potência com o sistema sob contingência não violam nenhuma das grandezas monitoradas. É a área ideal de operação, onde todas as restrições são respeitadas.
- **Área Amarela (Violação Térmica):** Destaca a região onde ocorre a violação do limite de carregamento de pelo menos um equipamento do sistema. Essa violação pode ocorrer em condições normais de operação ou em alguma contingência estudada (definida na simulação). A operação nessa área pode levar ao superaquecimento de equipamentos, reduzindo sua vida útil ou causando danos.
- **Área Delimitada pela Linha Azul (Limite de Tensão):** Esta área indica que a solução do fluxo de potência, seja em condições normais de operação ou sob contingência, não viola os limites de tensão do sistema elétrico. A manutenção da tensão dentro de faixas adequadas é crucial para a estabilidade do sistema e a qualidade da energia fornecida.
- **Área Delimitada pela Linha Preta (Limite Dinâmico):** A área delimitada pela linha preta indica que a solução do fluxo de potência para o sistema operando em condições normais de operação ou sob contingência não viola o limite de estabilidade dinâmica. A estabilidade dinâmica está relacionada à capacidade do sistema de manter o equilíbrio após perturbações, como curtos-circuitos ou perda de geradores.

Região Vermelha: Nesta área, a solução do fluxo de potência obtida através da avaliação de pelo menos uma contingência não é convergente ou é divergente. Em outras palavras, não é encontrada uma solução de fluxo de potência viável nessa região, indicando que o sistema não pode operar nessas condições sem riscos significativos.

Figura 2.6: Nomograma típico de região de segurança de programas computacionais como ANAREDE e ORGANON.



Fonte: Próprio Autor.

Ganho Computacional

Do ponto de vista computacional, a análise baseada em uma região de segurança em sistemas elétricos com alta variabilidade na geração é significativamente mais eficiente. Em vez de avaliar todos os possíveis pontos de operação do sistema, essa abordagem simula pontos de operação a partir de uma referência, seguindo direções pré-definidas para formar o polígono que representa a região de segurança. Esses pontos simulados permitem identificar as transições entre condições seguras e inseguras, associadas a fenômenos como violações de tensão, sobrecargas térmicas ou instabilidades dinâmicas. Ao restringir a análise a esses pontos estrategicamente selecionados, reduz-se drasticamente o tempo e o custo computacional, sem comprometer a precisão na determinação dos limites operacionais. Essa metodologia é particularmente vantajosa em sistemas complexos, nos quais uma avaliação exaustiva de todos os cenários possíveis seria inviável devido ao alto volume de cálculos e ao tempo necessário. Além disso, ao adotar essa estratégia baseada em direções pré-definidas, evita-se a realização de simulações redundantes em regiões cuja segurança operacional já é conhecida, tornando o processo mais eficiente.

No mercado, já estão disponíveis programas computacionais especializados para a simulação de regiões de segurança, como o ANAREDE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de

Energia Elétrica (CEPEL), e o ORGANON, desenvolvido pela *High Performance Power Systems Applications (HPPA)*. Essas ferramentas permitem a modelagem detalhada do sistema elétrico, considerando as características dos elementos da rede, as restrições operacionais e os dados de geração e carga. Com base nesse modelo, é possível realizar simulações para diversos cenários, identificando as regiões de segurança onde a rede opera de maneira estável e dentro dos limites estabelecidos (CEPEL, 2022). Essas ferramentas computacionais empregadas para gerar essas regiões de segurança utilizam algoritmos baseados no método de Newton e suas variações, além de controles (ou rotinas) específicos para variar os grupos de geração em direções pré-definidas.

Dessa forma, a delimitação da região de segurança estabelece limites operacionais claros, indicando as condições em que o sistema pode operar de forma estável e confiável. A simulação dessas regiões fornece subsídios valiosos para a tomada de decisões, permitindo que operadores e planejadores do sistema elétrico identifiquem cenários críticos e implementem medidas preventivas. Além disso, a análise de regiões de segurança é fundamental para o desenvolvimento de metodologias avançadas de operação e controle de redes elétricas, como a proposta neste trabalho.

2.7 Estudos de Fluxo de Potência Realizados pelo ONS

O estudo de fluxo de potência é uma das ferramentas mais fundamentais utilizadas pelo ONS para a análise e o planejamento da operação do SIN. Seu principal objetivo é avaliar, em regime permanente, o comportamento elétrico da rede sob diferentes condições de carga e geração, garantindo que os limites técnicos dos equipamentos sejam respeitados e que o suprimento de energia ocorra de forma segura e confiável.

Esses estudos permitem calcular grandezas como tensões nos barramentos, carregamentos das linhas e transformadores, perdas elétricas e fluxos de potência ativa e reativa em todos os elementos da rede. As análises são conduzidas utilizando o software ANAREDE, desenvolvido pelo CEPEL, que resolve o sistema de equações não lineares por meio do método de Newton-Raphson.

Na prática, o ONS realiza estudos de fluxo de potência para diversos horizontes operativos, desde o planejamento da operação de médio prazo até o tempo real. Para representar a geração renovável variável, como a eólica e a solar, são adotados valores médios ou conservadores, frequentemente baseados em percentis da curva de permanência. Por exemplo, é comum utilizar o percentil 95% da geração histórica para representar a capacidade que será igualada ou

superada na maior parte do tempo. Essa abordagem, embora simples e conservadora, não considera a correlação temporal entre diferentes fontes de geração nem a variação horária da carga.

Além disso, os cenários simulados normalmente assumem valores fixos para carga e geração, sem refletir a natureza variável das fontes renováveis. Essa limitação pode levar a avaliações incompletas sobre os reais impactos operacionais da geração variável, especialmente em regiões com forte presença dessas fontes, como o Nordeste brasileiro.

Nesse contexto, a metodologia proposta nesta dissertação avança sobre a abordagem tradicional ao combinar regiões de segurança simuladas com dados históricos e correlacionados de geração eólica e solar, permitindo a análise de milhares de cenários reais e contribuindo para um diagnóstico mais preciso da operação da rede.

CAPÍTULO 3

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A análise de fluxo de potência em sistemas de transmissão de energia elétrica tem sido amplamente discutida na literatura, principalmente em função da crescente penetração de fontes renováveis variáveis (eólica e solar). A variabilidade e as incertezas associadas a essas fontes exigem metodologias capazes de considerar não apenas o regime estático de operação, mas também aspectos dinâmicos e a complementaridade entre diferentes fontes de geração. Este capítulo revisa os principais trabalhos na área de fluxo de potência envolvendo geração variável, a aplicação de regiões de segurança e o uso de dados históricos, evidenciando contribuições e limitações. Ao final, apresenta-se um quadro sinóptico que sintetiza as lacunas identificadas e as oportunidades para o desenvolvimento da metodologia proposta.

3.1 Principais contribuições relacionadas ao *constrained-off*

A crescente participação das fontes de **Geração Renovável Variável (GRV)**, como a eólica e a solar, tem trazido desafios operacionais significativos para os sistemas elétricos, especialmente no que diz respeito ao equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda. Devido à variabilidade dessas fontes, há momentos em que a geração renovável precisa ser reduzida, fenômeno conhecido como *curtailment* ou *constrained-off*, o que impacta tanto a segurança do sistema quanto a viabilidade econômica dos geradores.

O estudo “Sistemas de Energia do Futuro: Soluções Regulatórias para Redução ou Limitação da Geração na Operação de Tempo Real”, desenvolvido no âmbito da Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável (GIZ) em parceria com a ANEEL, analisa alternativas regulatórias para mitigar esses impactos e propor mecanismos que reduzam a necessidade de cortes de geração renovável. A pesquisa utiliza a metodologia de Análise de Impacto Regulatório (AIR) e sugere soluções como:

- Integração de sistemas de armazenamento de energia (como baterias e hidrogênio verde) para absorver excedentes de geração.
- Aprimoramento da resposta da demanda, permitindo maior flexibilidade na gestão do consumo.
- Estrutura tarifária diferenciada, que incentive o consumo em períodos de maior geração renovável.

- Contratação de tecnologias com níveis operativos reduzidos, garantindo maior capacidade de ajuste na rede.
- Interligação com outros mercados, facilitando a exportação de excedentes energéticos.

O relatório destaca que a ausência de critérios regulatórios claros para o *constrained-off* pode gerar incerteza para investidores e agentes do setor elétrico. Dessa forma, a definição de um marco regulatório sólido e transparente para os cortes de geração renovável é essencial para garantir previsibilidade ao setor e estimular novos investimentos.

Já Relatório Técnico nº 002/2022-SRG/ANEEL detalha o problema regulatório relacionado ao *constrained-off* de usinas fotovoltaicas (UFVs) e a necessidade de estabelecer critérios para sua apuração e eventual compensação financeira. Embora a Resolução Normativa nº 927/2021 já tenha estabelecido regras para as usinas eólicas, ainda não há uma regulamentação clara para o *constrained-off* das centrais solares, o que gera incerteza para investidores e operadores. O relatório identifica três principais razões para a ocorrência do *constrained-off*: indisponibilidade externa, atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica e restrições energéticas.

A experiência internacional sugere abordagens distintas para lidar com a redução da geração renovável, variando desde compensações econômicas integrais até políticas mais restritivas. No Brasil, a ANEEL propõe diferentes alternativas regulatórias, incluindo a definição de critérios claros para a alocação de custos e a possibilidade de ressarcimento financeiro em casos específicos. No entanto, a efetividade dessas medidas depende de uma compreensão aprofundada dos impactos técnicos e econômicos do *constrained-off*, bem como da identificação de estratégias que possam minimizar a necessidade desses cortes de geração. É nesse contexto que a presente dissertação pode fornecer subsídios valiosos para a ANEEL, auxiliando na formulação de políticas regulatórias mais eficientes.

A preocupação demonstrada pela ANEEL com o *constrained-off* e a necessidade de criar uma regulamentação específica para o tema já seria, por si só, justificativa suficiente para a realização desta pesquisa de mestrado. O fato de o órgão regulador estar debatendo soluções para minimizar os impactos da variabilidade das fontes renováveis demonstra que esse problema tem grande relevância prática e impacto direto na operação do sistema elétrico brasileiro.

Para que qualquer regulamentação seja eficaz, é necessário que as decisões sejam fundamentadas em análises técnicas detalhadas, capazes de quantificar os efeitos da

variabilidade renovável no sistema e sugerir estratégias concretas para mitigar os cortes de geração. É nesse ponto que esta pesquisa se torna essencial, pois propõe uma metodologia para avaliar, de forma quantitativa e operacional, os impactos da variabilidade das fontes renováveis, assim como os efeitos de complementariedade na segurança do sistema elétrico.

Ao utilizar o conceito de região de segurança operativa, a metodologia desenvolvida neste trabalho permite:

- Identificar os cenários mais críticos que levam ao *constrained-off*, auxiliando a ANEEL na definição de regras mais precisas para mitigar os cortes de geração.
- Analisar a influência da complementariedade entre geração eólica e solar, verificando se o despacho conjunto dessas fontes pode reduzir a necessidade de cortes.
- Fornecer um suporte técnico para a valoração dos custos associados ao *constrained-off*, ajudando na formulação de mecanismos de compensação e ajustes tarifários.
- Propor estratégias operacionais e estruturais para minimizar os impactos da variabilidade renovável, incluindo recomendações para expansão da rede e flexibilização do despacho energético.

Dessa forma, além de ter alta relevância acadêmica e científica, esta pesquisa possui aplicabilidade direta na formulação de políticas públicas e regulatórias, podendo fornecer subsídios técnicos concretos para a ANEEL e demais órgãos do setor elétrico. Se a própria agência reguladora já reconhece a necessidade urgente de lidar com o *constrained-off*, o desenvolvimento de metodologias para compreender e mitigar esse fenômeno se torna não apenas um desafio acadêmico, mas uma necessidade estratégica para o setor elétrico brasileiro.

Silva (2024) propõem uma metodologia que combina análises determinísticas via método Newton-Raphson com simulações estocásticas de Monte Carlo Multivariado (MMCM) para estimar o *constrained-off* futuro no SIN. Embora robusta, a abordagem requer grande esforço computacional, e não detalha estratégias de mitigação.

Lautert *et al.* (2020) discutem causas e soluções para minimizar *constrained-off*, evidenciando a necessidade de expansão da rede de transmissão, aprimoramento do despacho e uso de armazenamento de energia como possíveis estratégias.

3.2 Principais contribuições na análise de fluxo de potência com geração de natureza variável

A crescente inserção de fontes renováveis no sistema elétrico demanda abordagens capazes de lidar com as incertezas inerentes a essas tecnologias. Métodos tradicionais de Fluxo de Potência Ótimo (OPF), de natureza determinística, não contemplam adequadamente a variabilidade da carga e da geração renovável, resultando em estratégias potencialmente incapazes de garantir a operação segura e econômica do sistema.

Nesse contexto, surgem técnicas probabilísticas que modelam de forma mais realista essas incertezas, possibilitando estratégias de despacho. O trabalho de Yu e Rosehart (2012) ilustra essa tendência ao propor um algoritmo de OPF que incorpora a variabilidade da carga e da geração renovável a partir de distribuições probabilísticas. Diferentemente dos métodos convencionais, focados em um único cenário, a abordagem adota restrições robustas que asseguram a viabilidade operativa em diferentes condições. Para isso, utilizam o *Taguchi's Orthogonal Array Testing (TOAT)* aliado ao fluxo de potência probabilístico (P-PF), reduzindo a quantidade de simulações de Monte Carlo. Aplicado a sistemas de 14, 118 e 2736 barras, o método apresentou melhora na segurança operacional, embora tenha resultado em pequeno incremento no custo de geração.

Apesar das vantagens, o custo computacional aumenta em redes de grande porte. Ademais, a metodologia desconsidera a complementaridade entre fontes renováveis, restringindo-se apenas a distribuições estatísticas de carga e geração. O presente estudo avança ao integrar dados históricos e correlação temporal entre fontes renováveis, avaliando a região de segurança operativa com maior nível de detalhamento da variabilidade da geração e dos seus impactos na rede de transmissão.

O estudo de Aien, Fotuhi-Firuzabad e Rashidinejad (2014) também aborda as incertezas, propondo um fluxo de potência ótimo probabilístico (P-OPF) em sistemas com alta penetração de recursos distribuídos (DERs). A principal contribuição é a modificação do método *Two Point Estimation Method (2PEM)* para contemplar correlações entre variáveis incertas, como geração eólica e solar, superando limitações do 2PEM tradicional. Testado em sistemas de 6 e 30 barras, obteve precisão e eficiência computacional em relação a simulações de Monte Carlo.

Ainda assim, há limitações importantes para o contexto do Sistema Interligado Nacional (SIN): (i) não se utilizam dados históricos de geração eólica e solar; (ii) não se considera a correlação temporal entre as fontes renováveis; e (iii) não se discute a complexidade em sistemas de grande

escala. Esses fatores apontam oportunidades para aperfeiçoamentos, dentre os quais a presente dissertação se insere, ao integrar dados históricos e correlações temporais na análise de segurança operativa.

A estabilidade de tensão figura entre os grandes desafios em sistemas com elevada participação de fontes renováveis variáveis. A variabilidade da geração impacta diretamente a segurança operativa e exige estratégias adequadas de controle de tensão e planejamento. Monteiro (2017) aborda especificamente a estabilidade de tensão em redes com geração eólica e solar, utilizando simulações que incorporam condições climáticas para estimar a variabilidade da geração ao longo do dia. A dissertação inclui análises estáticas de estabilidade de tensão por meio de curvas PV e QV e recorre a algoritmos de otimização de potência reativa para mitigar perdas e maximizar a segurança do sistema.

Embora contribua significativamente para a compreensão dos impactos da variabilidade na estabilidade de tensão, o estudo de Monteiro (2017) não integra diretamente a análise de *curtailments* e restrições de transmissão, elementos de destaque da presente pesquisa. O trabalho aqui desenvolvido complementa esses resultados ao propor uma metodologia que avalia, de forma combinada, estabilidade, geração variável, dados históricos e segurança operativa.

Deng *et al.* (2019) propõem um fluxo de potência probabilístico (PLF) voltado para sistemas com elevada penetração de geração eólica, combinando técnicas de agrupamento (*clustering*) via *k-means* e o método dos cumulantes (CM). A inovação reside em agrupar cenários de geração e demanda em *clusters* de menor variabilidade, aplicando o método dos cumulantes de forma mais eficiente. Validados em sistemas IEEE de 9 e 118 barras, os resultados indicaram maior precisão e menor demanda computacional em comparação a Monte Carlo (MCS) e métodos de estimativa por pontos (PEM).

Contudo, o modelo não engloba dados históricos nem correlação temporal com geração solar, comprometendo a avaliação da complementaridade e, por consequência, a precisão da análise de segurança. Além disso, a abordagem é dedicada apenas à geração eólica, o que reduz a aplicabilidade em sistemas com forte expansão solar, como no contexto brasileiro.

Por sua vez, Baziar *et al.* (2021) trazem uma abordagem de Otimização Robusta Adaptativa (ARO) e Algoritmos Evolutivos (EA) para um *Security Constrained Unit Commitment* (SCUC) com participação renovável elevada, integrando dispositivos FACTS para maior flexibilidade.

Embora eficaz na redução de violações operativas, a aplicação em tempo real pode se mostrar complexa, sobretudo em sistemas de grande escala.

A incerteza da geração renovável afeta não apenas a segurança operacional, mas também a viabilidade econômica, uma vez que a variabilidade de recursos eólico e solar pode gerar custos operacionais imprevisíveis. Nesse sentido, o trabalho de Alvez *et al.* (2022) recorre ao conceito de *Value at Risk (VaR)* para quantificar o risco econômico em sistemas com geração renovável. Diferente de abordagens extremamente conservadoras, o *VaR* permite que o operador defina o nível de risco aceitável, estimando a probabilidade de que o custo operacional exceda um valor de referência.

Apesar de inovadora, a metodologia considera apenas a incerteza da demanda e da geração solar, não incluindo a eólica. A presente dissertação complementa essa abordagem ao estender a análise de risco econômico para um contexto mais amplo, que avalia a segurança operativa e considera dados históricos de diferentes fontes renováveis. Dessa forma, busca-se uma avaliação integrada tanto dos aspectos econômicos quanto das restrições técnicas do sistema.

A transição para uma matriz mais sustentável impulsiona a inserção de renováveis, ao mesmo tempo em que intensifica a necessidade de reserva operativa. Santana (2023) avalia o impacto dessas fontes na confiabilidade e na demanda por reservas no sistema elétrico brasileiro. Por meio da Metodologia para Análise Condicional de Inserção de Novas Energias, o estudo quantifica a maior exigência de reserva operativa à medida que a penetração de renováveis cresce, destacando a importância de estratégias sofisticadas de mitigação e planejamento.

A presente dissertação avança essa discussão ao propor uma abordagem voltada à segurança operativa sob altas taxas de inserção renovável. Enquanto Santana (2023) se foca na reserva operativa e confiabilidade, o presente trabalho emprega regiões de segurança operativa e dados históricos para investigar restrições de transmissão, complementando a análise e ampliando a compreensão dos riscos associados à transição energética.

A hibridização de usinas renováveis é outra vertente que vem sendo considerada para atenuar oscilações de geração. Nascimento (2023) analisou o planejamento de usinas híbridas eólico-solares, evidenciando a ausência de complementaridade predominante na região de Paulino Neves/Barreirinhas (Estado de Maranhão). Embora haja potencial para melhorar a previsibilidade global, a configuração ótima foi majoritariamente eólica (95% eólico e 5% solar).

Pereira, Milhorange e Leite da Silva (2023) reforçam a importância de abordagens probabilísticas, propondo uma metodologia baseada em Fluxo de Potência Probabilístico (FPP) para estimar riscos de inadequação, considerando sobrecargas e subtensões, além de contingências de geração e transmissão. A estratégia reduz o tempo computacional comparado ao Monte Carlo padrão e mostra que a inclusão de renováveis altera sensivelmente a distribuição de probabilidades de eventos críticos. Embora o foco seja na análise de risco, este trabalho também evidencia a necessidade de ferramentas avançadas de modelagem, as quais estão no cerne da metodologia desta dissertação ao integrar dados históricos de geração renovável e a análise de segurança operativa.

Ribeiro e Milhorange (2024) desenvolvem uma avaliação probabilística para analisar o impacto da conexão de novas usinas renováveis, combinando Fluxo de Potência Probabilístico (FPP) e Simulação de Monte Carlo. Embora relevante, a aplicação a sistemas de grande porte pode ser computacionalmente cara, e não se explora em profundidade a integração de séries históricas e a complementaridade entre fontes.

Este trabalho, portanto, complementa os resultados de Ribeiro e Milhorange (2024) ao adotar uma análise probabilística associada a dados históricos e à definição de regiões de segurança, o que permite compreender como a geração variável afeta dinamicamente a rede, identificando e quantificando cenários críticos de operação.

3.3 Aplicação de regiões de segurança em sistemas de potência

Historicamente, a avaliação de segurança operativa em sistemas de potência é realizada com base em estudos de planejamento e, posteriormente, aplicada à operação em tempo real por meio de regras e limites técnicos. Com a expansão de fontes renováveis variáveis, o sistema ganha complexidade, exigindo ferramentas dinâmicas e adaptáveis (Jardim *et al.*, 2004). Nesse sentido, Jardim *et al.* (2004) desenvolveram um sistema de avaliação dinâmica de segurança (DSA) para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), utilizando simulações de fluxo de potência e estabilidade transitória. O sistema define regiões de segurança como o conjunto de pontos no espaço de variáveis (carga e geração) que mantém a viabilidade operativa diante de contingências.

O estudo, contudo, prioriza avaliações determinísticas e não integra dados históricos ou correlação temporal de fontes renováveis. A presente dissertação, portanto, complementa essa perspectiva ao incorporar análises probabilísticas e dados históricos de eólica e solar,

fornecendo uma visão mais completa dos limites seguros de operação frente à variabilidade renovável.

Na esteira dessas discussões, Moreira *et al.* (2020) propõem uma metodologia para avaliar regiões de segurança estática utilizando linearizações sucessivas, o que reduz o esforço computacional. Entretanto, não se utilizam dados históricos de geração renovável, perdendo-se a oportunidade de avaliar a complementaridade e a variabilidade temporal das fontes.

Estudos internacionais, como o de Maihemuti *et al.* (2021), expandem o conceito de regiões de segurança para análises dinâmicas (DSSR), integrando aspectos de estabilidade transitória e de frequência. Já Huo *et al.* (2023) destacam a necessidade de atualizar continuamente essas regiões em função das incertezas da geração renovável. Embora as duas metodologias se foquem mais em aspectos dinâmicos, compartilhando princípios com esta pesquisa, a presente dissertação explora análises estáticas e probabilísticas embasadas em dados históricos, adicionando a dimensão temporal e a complementaridade das fontes na avaliação da segurança operativa.

Tian *et al.* (2023) propõem uma análise baseada em regiões de segurança combinada com series temporais, visando estimar a capacidade máxima de penetração renovável. Embora eficiente, a abordagem permanece restrita a uma visão estática do problema e não abrange estratégias de mitigação de restrições operativas.

3.4 Utilização de dados históricos nas análises de fluxo de potência

A correta representação da geração eólica e solar em estudos de fluxo de potência é essencial para garantir um planejamento e operação eficientes do Sistema Interligado Nacional (SIN). O documento “Orientações para os Estudos de Acesso nas Regiões Norte/Nordeste” (ONS, 2023) destaca que a metodologia tradicionalmente utilizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para o Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo (PARPEL) baseava-se na aplicação de fatores de capacidade fixos, estimados a partir de curvas de permanência no percentil 95, sem considerar a correlação temporal entre as fontes renováveis.

Esse método apresentava limitações importantes, pois não considerava a complementaridade entre as gerações eólica e solar ao longo do dia e do ano. A utilização de percentuais estáticos na simulação do fluxo de potência levava a distorções na análise operativa, podendo resultar em subestimação ou superestimação dos impactos reais da geração renovável na rede. Além disso, ao ignorar a variabilidade horária e sazonal das fontes, a metodologia anterior não refletia

adequadamente as condições reais da operação do SIN, especialmente em cenários de alta penetração de energias renováveis.

Diante dessa limitação, o ONS aprimorou sua metodologia de avaliação da geração renovável, incorporando:

- Correlação temporal entre as gerações eólica e solar, analisando os fatores de capacidade por mês e por hora do dia, garantindo que as características de complementaridade entre essas fontes fossem refletidas nas simulações. Este aprimoramento foi fundamentado a partir dos resultados preliminares deste trabalho de dissertação de mestrado, publicado no Brazil Windpower Papers (setembro de 2023).
- Diferenciação geográfica, distinguindo o comportamento da geração renovável em função da localização das usinas (litoral vs. interior) e da unidade da federação.
- Uso de dados históricos mais detalhados (2018-2022) para tornar os fatores de capacidade mais representativos e aderentes às condições reais de operação do SIN.

Embora esses aprimoramentos tenham sido realizados diretamente pelo ONS, os resultados preliminares deste trabalho de mestrado e o artigo “Uma Nova Metodologia de Estudo de Fluxo de Potência que Incorpora Características de Complementariedade entre Diferentes Fontes de Energia”, publicado no Brazil Windpower Papers (setembro de 2023), forneceram subsídios importantes para a avaliação do impacto da complementaridade da geração eólica e solar no fluxo de potência do sistema elétrico.

A presente pesquisa expande o entendimento da complementaridade entre fontes renováveis ao avaliar seu impacto direto no fluxo de potência do SIN, fornecendo uma visão mais aprofundada dos riscos operacionais e das condições de segurança da rede. Diferentemente da abordagem do ONS, que aprimorou a estimativa dos fatores de capacidade para fins de planejamento, esta dissertação avalia o comportamento dinâmico da geração renovável na rede elétrica, permitindo:

- Uma análise mais detalhada dos impactos operacionais da variabilidade da geração eólica e solar, considerando os efeitos da complementaridade ao longo do tempo.
- A identificação de cenários em que a geração combinada das fontes pode levar a desafios operativos, como sobrecargas e variações bruscas de potência injetada.

- A formulação de estratégias para minimizar impactos adversos da complementaridade renovável na operação do sistema, garantindo uma análise mais alinhada com a realidade operacional do SIN.

Dessa forma, embora o aprimoramento metodológico do ONS (2023) tenha sido um avanço significativo na representação da geração renovável nos estudos de acesso e operação de médio prazo, esta pesquisa complementa essa evolução ao fornecer uma abordagem mais abrangente, que avalia diretamente os impactos operacionais da complementaridade renovável e seus riscos para o fluxo de potência do sistema.

A seguir, é ilustrado o quadro sinóptico que sintetiza as lacunas identificadas e as oportunidades para o desenvolvimento da metodologia proposta:

Quadro Sinóptico – Revisão Bibliográfica.

Referência	Objetivo Principal	Metodologia/Abordagem	Principais Contribuições	Limitações
Yu e Rosehart (2012) - IEEE Trans. on Power Systems	Desenvolver um OPF robusto que considere as incertezas de carga e geração renovável.	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de distribuições probabilísticas • Taguchi's Orthogonal Array Testing (TOAT) • Fluxo de Potência Probabilístico (P-PF) 	<ul style="list-style-type: none"> • Geração de cenários reduzindo a necessidade de simulações extensas • Despacho mais realista, menos suscetível a condições imprevistas 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento da complexidade computacional em redes grandes • Não explora complementaridade entre eólica e solar
Aien <i>et al.</i> (2014) - IEEE Trans. on Smart Grid	Propor um OPF probabilístico (P-OPF) em sistemas com alta penetração de renováveis.	<ul style="list-style-type: none"> • Modificação do Two Point Estimation Method (2PEM) • Consideração de correlações entre variáveis incertas 	<ul style="list-style-type: none"> • Precisão e eficiência computacional superiores ao Monte Carlo • Inclusão de correlações entre geração eólica e solar (em variáveis incertas) 	<ul style="list-style-type: none"> • Não utiliza dados históricos de geração • Não considera correlação temporal das fontes • Aplicação limitada a sistemas menores
Deng <i>et al.</i> (2019) - J. Modern Power Systems and Clean Energy	Formular um fluxo de potência probabilístico (PLF) com foco em incertezas da geração eólica	<ul style="list-style-type: none"> • Clustering (k-means) • Método dos cumulantes (CM) • Aplicação em sistemas IEEE 9 e 118 barras 	<ul style="list-style-type: none"> • Redução de cálculos pela seleção de cenários representativos • Maior precisão em relação ao Monte Carlo e PEM 	<ul style="list-style-type: none"> • Restrito à geração eólica (não considera solar) • Não utiliza dados históricos • Não avalia correlação temporal entre fontes
Alvez <i>et al.</i> (2022) - SBSE	Gerenciamento de risco econômico em sistemas com integração de fontes renováveis.	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de Value at Risk (VaR) • Simulações de séries temporais • Fluxo de Potência Ótimo 	<ul style="list-style-type: none"> • Quantificação probabilística do custo de operação • Flexibilidade no nível de risco assumido • Maior penetração renovável pode reduzir incertezas operacionais 	<ul style="list-style-type: none"> • Considera apenas incerteza da demanda e da geração solar • Não inclui variabilidade eólica
Hassan <i>et al.</i> (2024) - IEEE Access	Resolver o OPF estocástico em redes com alta penetração renovável e incertezas V2G.	<ul style="list-style-type: none"> • Combinação de meta-heurísticas (Gorilla Troops Optimizer + Manta Ray Foraging Optimization) • Análise no sistema IEEE 30 barras 	<ul style="list-style-type: none"> • Minimiza custos e emissões em cenários estocásticos • Convergência mais rápida que métodos clássicos 	<ul style="list-style-type: none"> • Complexidade computacional elevada para grandes sistemas • Desempenho sensível à calibragem dos algoritmos

Referência	Objetivo Principal	Metodologia/Abordagem	Principais Contribuições	Limitações
Monteiro (2017) - Dissertação (UNIFEI)	Analisar estabilidade de tensão em sistemas com geração renovável variável.	<ul style="list-style-type: none"> • Simulações estáticas (curvas PV e QV) • Otimização via Particle Swarm Optimization (PSO) para redespacho de potência reativa 	<ul style="list-style-type: none"> • Identificação de áreas críticas ao longo do dia • Redespacho de reativos para manter estabilidade 	<ul style="list-style-type: none"> • Foco restrito à estabilidade de tensão • Não avalia <i>curtailment</i> nem restrições de transmissão
Santana (2023) - Dissertação (UTFPR)	Avaliar o impacto da inserção de renováveis na reserva operativa do sistema brasileiro.	<ul style="list-style-type: none"> • Metodologia MACINE • Análise de confiabilidade e expansão de reserva operativa 	<ul style="list-style-type: none"> • Evidencia a necessidade de maior reserva operativa com mais renováveis • Reforça importância de planejamento robusto 	<ul style="list-style-type: none"> • Não aborda diretamente análise de fluxo de potência • Concentra-se em reserva operativa e confiabilidade
Ribeiro e Milhorce (2024) - SBA	Avaliar probabilisticamente o impacto de usinas renováveis no sistema de transmissão.	<ul style="list-style-type: none"> • Fluxo de Potência Probabilístico (FPP) • Simulação de Monte Carlo (SMC) 	<ul style="list-style-type: none"> • Identifica riscos de sobrecarga e limites operacionais • Avaliação realista de incertezas de geração 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo computacional em sistemas grandes • Não explora dados históricos ou complementaridade eólico-solar
Lautert <i>et al.</i> (2020) - Rev. Bras. de Energia	Discutir desafios para redução do <i>curtailment</i> de fontes renováveis.	<ul style="list-style-type: none"> • Análise das causas de corte de geração renovável • Proposição de estratégias (expansão da rede, despacho flexível, armazenamento) 	<ul style="list-style-type: none"> • Evidencia impactos econômicos e estruturais do <i>curtailment</i> • Aponta caminhos para otimizar a produção renovável 	<ul style="list-style-type: none"> • Foco conceitual, sem proposta quantitativa de modelagem • Não aborda dados históricos
Pereira, Milhorce e Leite da Silva (2023) - SBAI- SBSE	Estimar riscos de inadequação considerando sobrecargas e subtensões em redes com renováveis.	<ul style="list-style-type: none"> • Fluxo de Potência Probabilístico (FPP) • Simulação de Monte Carlo + Entropia Cruzada (CE) 	<ul style="list-style-type: none"> • Reduz tempo computacional comparado ao Monte Carlo tradicional • Demonstra mudança na distribuição de eventos críticos com inserção renovável 	<ul style="list-style-type: none"> • Foco em análise de riscos e contingências • Não aborda complementaridade temporal nem estratégias de mitigação de <i>curtailment</i>
Nascimento (2023) - Dissertação (UFMA)	Planejamento e dimensionamento de usinas híbridas eólico-solares.	<ul style="list-style-type: none"> • Coeficiente de Pearson para avaliar correlação • Algoritmos genéticos para composição ótima das usinas 	<ul style="list-style-type: none"> • Mostra que a complementaridade varia conforme a localização • Configuração ótima 95% eólico e 5% solar na região estudada 	<ul style="list-style-type: none"> • Conclusões regionais (MA) • Foco no planejamento de usinas, sem detalhar fluxos de potência
Baziar <i>et al.</i> (2021) - IEEE Access	Otimização robusta adaptativa para Security Constrained Unit	<ul style="list-style-type: none"> • Adaptive Robust Optimization (ARO) + Algoritmos Evolutivos (EA) 	<ul style="list-style-type: none"> • Melhora estabilidade e reduz violações operativas • Integra técnicas de otimização robusta e meta-heurísticas 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta complexidade para sistemas de larga escala • Foco em Unit Commitment, não

Referência	Objetivo Principal	Metodologia/Abordagem	Principais Contribuições	Limitações
	Commitment (SCUC) em presença de renováveis.	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de FACTS para controle de rede 		em fluxos de potência com dados históricos
GIZ/ANEEL (2020) - Sistemas de Energia do Futuro	Analisar alternativas regulatórias para mitigação do <i>constrained-off</i> .	<ul style="list-style-type: none"> • Análise de Impacto Regulatório (AIR) • Discussão de soluções (armazenamento, resposta da demanda, tarifas diferenciadas) 	<ul style="list-style-type: none"> • Subsídios regulatórios para reduzir cortes de geração • Importância de um marco claro e previsível 	<ul style="list-style-type: none"> • Não traz modelo operacional detalhado • Necessita aprofundamento técnico para definir critérios de compensação e limites
ANEEL (2022) - Relatório Técnico 002/2022-SRG/ANEEL	Discutir <i>constrained-off</i> em usinas fotovoltaicas e critérios de compensação.	<ul style="list-style-type: none"> • Identificação de causas (restrição externa, confiabilidade, limitação energética) • Análise de abordagens regulatórias 	<ul style="list-style-type: none"> • Reforça a lacuna regulatória para UFVs • Aponta cenários de compensação financeira 	<ul style="list-style-type: none"> • Falta definição final de alocação de custos • Demanda subsídios técnicos para modelar impactos operativos
Silva (2024) - Dissertação (UFPE)	Quantificar <i>constrained-off</i> futuro em cenários de expansão renovável no SIN.	<ul style="list-style-type: none"> • Combinação de análise determinística (Newton-Raphson) com análise estocástica (Monte Carlo Multivariado) • Cenários para 2025 	<ul style="list-style-type: none"> • Mostra crescimento significativo do <i>curtailment</i> com maior capacidade instalada • Identifica períodos e montantes críticos de corte 	<ul style="list-style-type: none"> • Elevado custo computacional • Não aprofunda estratégias de mitigação (despacho dinâmico, expansão de rede)
Jardim <i>et al.</i> (2004, 2006) - ONS (Avaliação de Segurança)	Desenvolver sistema de avaliação dinâmica da segurança (DSA) para o ONS.	<ul style="list-style-type: none"> • Simulações de estabilidade transitória • Construção de regiões de segurança no espaço de carga e geração 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicação em planejamento e operação em tempo real • Definição de margens operacionais para evitar colapsos 	<ul style="list-style-type: none"> • Enfoque determinístico • Não incorpora dados históricos ou correlação temporal de renováveis
Moreira <i>et al.</i> (2020) - Congresso SBA	Avaliar regiões de segurança estática com menor custo computacional.	<ul style="list-style-type: none"> • Fluxo de Potência Ótimo (FPO) • Linearizações sucessivas (LS) • Comparação com ANAREDE 	<ul style="list-style-type: none"> • Redução do tempo computacional • Possibilidade de análise em maior escala 	<ul style="list-style-type: none"> • Não utiliza dados históricos de geração renovável • Análise restrita à maximização de transferência de potência
Maihemuti <i>et al.</i> (2021) - IEEE Trans. on Sustainable Energy	Investigar regiões dinâmicas de segurança e estabilidade (DSSR) com alta permeabilidade renovável.	<ul style="list-style-type: none"> • Modelagem de estabilidade transitória e tensão • Hiperplanos delimitando fronteiras dinâmicas de segurança 	<ul style="list-style-type: none"> • Ilustra redução da margem de segurança com maior penetração renovável • Integra estabilidade e segurança dinâmica 	<ul style="list-style-type: none"> • Foco em aspectos dinâmicos (frequência, estabilidade transitória) • Não considera complementaridade ou dados históricos de geração

Referência	Objetivo Principal	Metodologia/Abordagem	Principais Contribuições	Limitações
Huo <i>et al.</i> (2023) - IEEE iSPEC	Avaliar Dynamic Security Region (DSR) sob incertezas de geração renovável.	<ul style="list-style-type: none"> Modelagem da incerteza na geração Ajuste de hiperplanos para fronteiras da DSR 	<ul style="list-style-type: none"> Demonstra deslocamentos probabilísticos da região de segurança Destaca controle adaptativo 	<ul style="list-style-type: none"> Foco em estabilidade dinâmica Não aborda dados históricos em profundidade
Tian <i>et al.</i> (2023) - ACPEE (IEEE)	Estimar capacidade máxima de penetração renovável via regiões de segurança.	<ul style="list-style-type: none"> Security Region (SR) + simulações de produção Linearização de restrições de fluxo 	<ul style="list-style-type: none"> Boa eficiência computacional Viabiliza cálculo da capacidade injetável em redes de grande porte 	<ul style="list-style-type: none"> Abordagem estática Não propõe mitigação de restrições Uso limitado de dados históricos
ONS (2023) - Orientações para Estudos de Acesso	Aprimorar metodologia de avaliação da geração eólica e solar em estudos de acesso e operação.	<ul style="list-style-type: none"> Correlação temporal e diferenciação geográfica Dados históricos (2018–2022) Curvas de permanência com percentis variados 	<ul style="list-style-type: none"> Reduz distorções em cenários de planejamento Reflete melhor a variabilidade real das fontes renováveis 	<ul style="list-style-type: none"> Focado em planejamento de médio prazo Não detalha restrições e <i>curtailment</i> em tempo real
Dias. P. V. S. - Dissertação (2025)	Avaliar o impacto da complementariedade entre a geração eólica e solar e da variabilidade dessas gerações no fluxo de potência do SIN, propondo estratégias para mitigar restrições operativas.	<ul style="list-style-type: none"> Metodologia baseada na combinação de regiões de segurança com dados históricos (fatores de capacidade) correlacionados temporalmente; desenvolvimento de algoritmo de diagnóstico com funções de classificação e mitigação. 	<ul style="list-style-type: none"> Análise realista da operação do sistema considerando variabilidade e complementariedade das fontes. Algoritmo de diagnóstico que estima restrições e propõe cortes mitigados. Subsídios técnicos para ONS e ANEEL em estudos de acesso e planejamento. Estratégias de corte direcionado e mínimo. 	<ul style="list-style-type: none"> Aplicação limitada a regiões específicas. Não incorpora variações de carga.

Fonte: Próprio Autor.

Considerações finais da revisão

1. **Foco Principal:** Alguns trabalhos centram-se em aspectos econômicos e de despacho (*OPF robusto*, *VaR*), enquanto outros priorizam análise de segurança (fluxo de potência probabilístico, regiões de segurança estática ou dinâmica).
2. **Geração Renovável Variável:** Apesar de diversos autores reconhecerem a importância de modelar a variabilidade de eólica e solar, poucos tratam de forma conjunta a complementaridade entre as fontes e sua correlação temporal.
3. **Dados Históricos:** Há um consenso crescente de que o uso de dados históricos de geração e demanda enriquece a análise, mas nem todos os estudos implementam essa abordagem (ou o fazem de modo restrito).
4. **Constrained-Off:** Enquanto alguns estudos consideram o *curtailment*, há escassez de metodologias que integrem de forma robusta a análise de segurança operativa com a quantificação dinâmica do *constrained-off*.
5. **Aplicabilidade ao SIN:** Diversas metodologias requerem alto poder computacional ou adaptações para grandes redes, como o SIN; essa transposição ainda é um desafio prático mencionado em muitas pesquisas.

A literatura revela avanços significativos na análise de fluxo de potência envolvendo geração renovável variável, indo desde abordagens probabilísticas até métodos robustos e híbridos. No entanto, persistem lacunas relevantes para a realidade brasileira, especialmente no que diz respeito à integração de dados históricos e ao tratamento da complementaridade eólica-solar. Além disso, a aplicação de regiões de segurança e a consideração explícita de fenômenos como o *constrained-off* ainda carecem de abordagens que aliem viabilidade computacional, profundidade técnica e aderência à realidade operacional do SIN.

A presente dissertação se propõe a preencher parte dessas lacunas por meio de uma metodologia que integra a análise de regiões de segurança com dados históricos de geração eólica e solar, explicitando a variabilidade temporal e a complementaridade entre fontes renováveis. Essa integração potencializa a identificação de cenários críticos, a quantificação de cortes de geração e a proposição de estratégias de mitigação, fornecendo subsídios técnicos para planejadores, operadores e reguladores do sistema elétrico brasileiro.

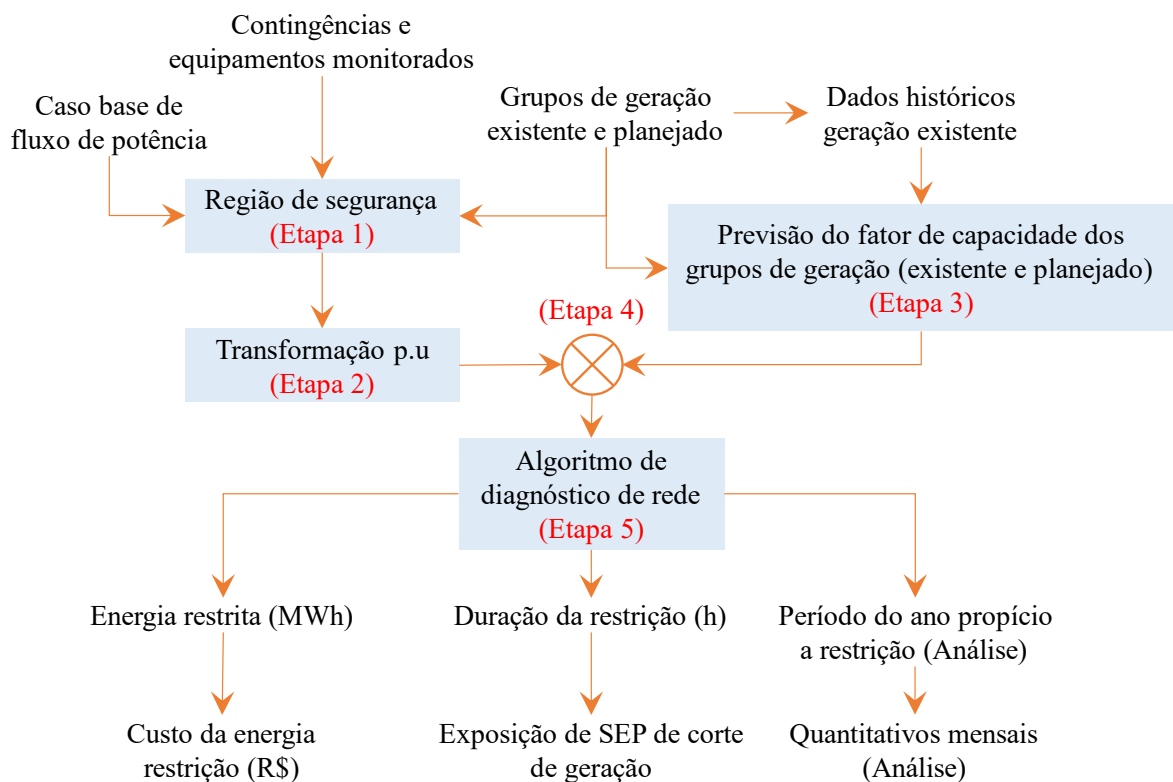
CAPÍTULO 4

METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta neste trabalho tem como objetivo realizar estudos de fluxo de potência para avaliar, de maneira detalhada e abrangente, os impactos da geração eólica e solar na malha de transmissão do SIN. Considerando a natureza variável dessas fontes e, em particular, a complementaridade observada na região Nordeste, torna-se essencial uma abordagem que integre essa variabilidade ao planejamento e operação do sistema elétrico.

Diante desse desafio, a metodologia proposta incorpora dados históricos de geração eólica e solar, levando em conta sua variabilidade e a correlação temporal entre essas fontes. Essa abordagem permite representar com maior fidelidade o comportamento real da geração renovável ao longo do tempo, possibilitando análises mais precisas sobre seu impacto na rede elétrica.

Figura 4.1: Fluxo de trabalho da metodologia proposta.



Fonte: Próprio Autor.

A estratégia adotada combina simulações de regiões de segurança com séries históricas de geração renovável, representadas por seus fatores de capacidade. Esse método viabiliza uma

avaliação mais realista dos efeitos da variabilidade dessas fontes sobre o sistema, fornecendo subsídios para decisões operacionais e estratégias de planejamento mais robustas.

As seções 4.1 a 4.5 descrevem, em detalhes, cada etapa do fluxograma apresentado na Figura 4.1, abordando desde a construção da região de segurança até a análise dos resultados obtidos.

4.1 Simulação da Região de Segurança – Etapa 1

A simulação da região de segurança é um passo essencial para a avaliação da robustez operativa de uma determinada área elétrica. Essa etapa consiste em mapear os limites operacionais do sistema diante de diferentes cenários de geração e contingências, permitindo identificar em quais condições a operação ocorre de forma segura ou crítica.

A construção da região de segurança exige um caso base de fluxo de potência, que serve como referência inicial para todas as análises subsequentes. Esse caso base contém informações detalhadas da rede elétrica, incluindo os níveis de carga, geração e as configurações topológicas do sistema. A partir desse ponto de referência, diferentes cenários operacionais são simulados, variando-se as potências dos grupos geradores e analisando-se os impactos na rede elétrica.

Para que a análise seja abrangente, é necessário definir previamente:

- Os grupos de geração que serão variáveis na simulação: Cada grupo de geração possui uma capacidade instalada específica, e sua variação afeta diretamente os fluxos de potência no sistema.
- Os equipamentos que serão monitorados: Determinar quais linhas de transmissão, transformadores e barras serão acompanhados durante a simulação é crucial para identificar possíveis sobrecargas ou violações de limites de tensão.
- As contingências a serem avaliadas: Situações como falhas de geradores, desligamentos de linhas ou perda de transformadores devem ser consideradas para testar a resiliência do sistema.

Embora seja possível desenvolver essa simulação por meio de programação em linguagens como *C*, *Python* ou *MATLAB*, essa abordagem exige um esforço considerável de implementação e validação, estando fora do escopo desse trabalho. Como alternativa, o uso de *softwares* especializados, como o ANAREDE, facilita significativamente esse processo, pois já incorpora ferramentas consolidadas para a análise de fluxo de potência e avaliação da segurança operacional.

Além disso, uma vez simulada a região de segurança no ANAREDE, os dados podem ser exportados para um ambiente de programação, como *Python*, *C* ou *MATLAB*, para análises complementares, visualização gráfica ou integração com outras metodologias computacionais. Essa abordagem permite maior flexibilidade na exploração dos resultados.

Conforme já ilustrado, a Figura 2.6 exemplifica uma região de segurança, representando a relação entre as variáveis analisadas e os limites operacionais do sistema. Esse diagrama permite visualizar os cenários nos quais a operação ocorre dentro de margens seguras e aqueles em que há risco de violação dos critérios carregamento, estabilidade e tensão.

4.2 Transformação pu – Etapa 2

A transformação por unidade (pu) é uma técnica amplamente utilizada em sistemas elétricos de potência para facilitar a análise e a comparação de grandezas elétricas. Essa abordagem consiste em expressar todas as variáveis do sistema em termos relativos a uma base de referência, eliminando a necessidade de considerar diferentes unidades de medida e escalas (GLOVER, SARMA e OVERBYE, 2012).

Ao aplicar a transformação pu, as grandezas elétricas, como potência, corrente, tensão e impedância, são normalizadas em relação a valores base pré-determinados. Isso permite uma representação uniforme dos dados, reduzindo a complexidade dos cálculos e facilitando a interpretação dos resultados. Essa técnica é particularmente útil em estudos de estabilidade, análise de fluxo de potência e avaliação da segurança operacional do sistema elétrico.

Normalização da Região de Segurança em pu

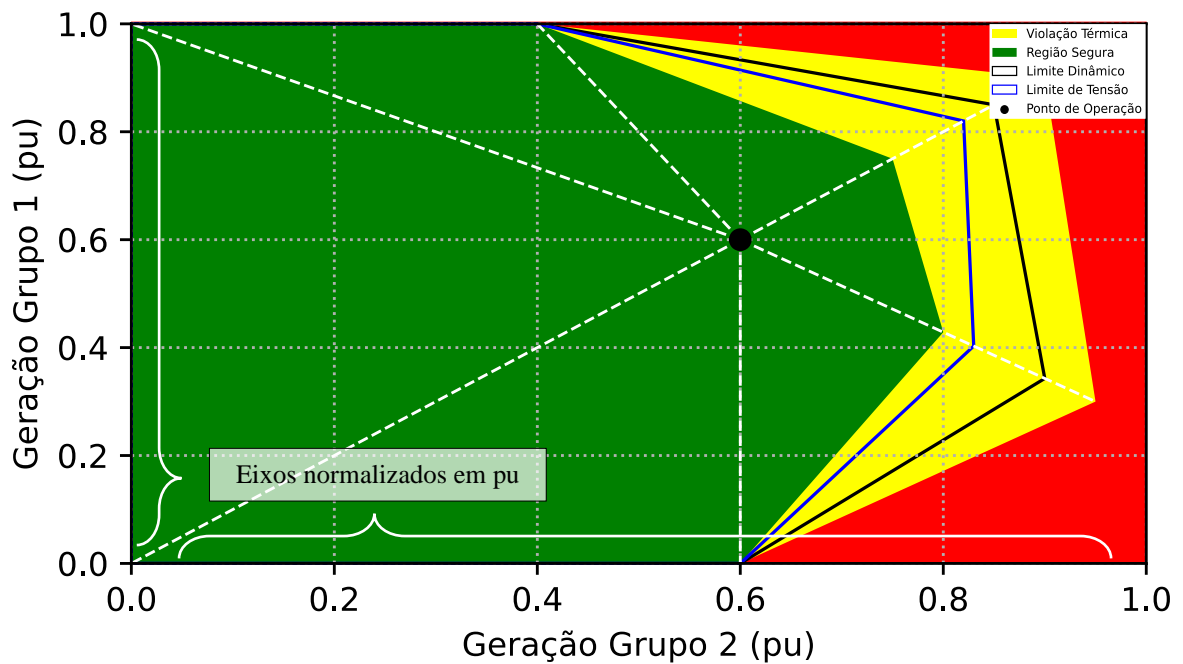
No contexto específico deste trabalho, a transformação pu é empregada para normalizar a região de segurança do sistema elétrico em estudo. A região de segurança é construída considerando a geração de diferentes grupos de usinas, cujas capacidades instaladas podem variar significativamente. Se cada grandeza fosse analisada em valores absolutos (MW, MVA), a interpretação dos resultados, apesar de possível, poderia ser mais difícil, pois haveria discrepâncias de escala entre diferentes grupos geradores.

Escolha das Bases de Normalização

A definição das bases para a transformação pu deve ser feita de maneira criteriosa. No caso da normalização da região de segurança, são escolhidas como base os valores máximos de potência instalada dos grupos de geração que compõem a análise. Por exemplo, se um grupo de geração possui uma potência instalada de 5.000 MW e outro grupo possui 10.000 MW, essas serão as bases utilizadas para a normalização dos respectivos eixos do gráfico.

Dessa forma, cada eixo da região de segurança ilustrada na Figura 2.6 é normalizado de acordo com a capacidade máxima (ou capacidade instalada) de geração dos respectivos grupos de geração. A nova representação normalizada da região de segurança é obtida e apresentada na Figura 4.2. Esse procedimento garante que todas as grandezas estejam na mesma escala relativa, permitindo uma análise mais intuitiva, simplificada e comparável.

Figura 4.2: Nomograma normalizado ($BASE_{G1max} = 5.000 \text{ MW}$ e $BASE_{G2max} = 10.000 \text{ MW}$).



Fonte: Próprio Autor.

Com essa abordagem, qualquer ponto dentro da região de segurança representará a operação do sistema em termos percentuais da capacidade instalada de cada grupo gerador. Isso permite que a análise da segurança operacional seja feita de maneira independente dos valores absolutos de potência, focando apenas na relação entre os diferentes grupos de geração.

Vantagens da Transformação pu na Análise do Sistema

A aplicação da transformação pu traz diversos benefícios para a análise da operação e segurança dos sistemas elétricos, dentre os quais destacam-se:

- **Facilidade na Comparação:** Como todas as grandezas são expressas em uma escala relativa, torna-se mais simples comparar o desempenho de diferentes grupos de geração, independentemente de suas capacidades absolutas.
- **Uniformização dos Cálculos:** A transformação elimina a necessidade de converter unidades constantemente, simplificando os modelos matemáticos e reduzindo a chance de erros numéricos.
- **Melhoria na Interpretação dos Resultados:** Ao utilizar valores normalizados, as análises gráficas, como a da região de segurança, tornam-se mais intuitivas, permitindo que os operadores e planejadores do sistema identifiquem rapidamente condições de operação seguras ou críticas.
- **Aplicabilidade em Diferentes Cenários:** Como a metodologia não depende de unidades específicas, pode ser aplicada a diferentes sistemas elétricos sem a necessidade de ajustes complexos nos cálculos.

Com todas as grandezas expressas em termos relativos a uma base de referência, é possível avaliar a segurança da operação do sistema de forma independente dos valores absolutos de potência, garantindo uma abordagem mais robusta e generalizável.

4.3 Processamento de Dados Históricos – Etapa 3

A terceira etapa da metodologia consiste no processamento e tratamento dos dados históricos referentes aos fatores de capacidade das usinas eólicas e solares. O objetivo principal dessa etapa é utilizar registros reais de geração para garantir que a análise da complementariedade entre essas fontes seja baseada em dados reais e representativos da operação do sistema elétrico.

Obtenção dos Dados

Os dados utilizados neste estudo foram extraídos do portal de Dados Abertos do ONS, que disponibiliza registros de geração elétrica das usinas que compõem o SIN. Esses registros são coletados com resolução horária, permitindo acompanhar a variabilidade das fontes renováveis ao longo do tempo.

A base de dados histórica do ONS contém informações detalhadas de geração desde a entrada em operação de cada usina até o período atual. Isso possibilita a análise de diferentes janelas temporais, conforme o período de estudo desejado, permitindo avaliar padrões sazonais e características específicas da complementariedade entre eólica e solar em diferentes épocas do ano.

Filtragem e Organização dos Dados

Para extrair as informações relevantes, foi desenvolvido um algoritmo em *Python* que processa os registros de geração e realiza a filtragem com base em um conjunto de usinas selecionadas. A seleção dessas usinas leva em conta os mesmos grupos de geração considerados na simulação da região de segurança (descrita na Etapa 1). Isso assegura que os dados históricos sejam compatíveis com as análises de fluxo de potência realizadas posteriormente.

Após a seleção, os dados passam por um pré-processamento que inclui:

- Remoção de inconsistências, como valores negativos ou acima do limite máximo, que possam indicar falhas na medição.
- Normalização dos registros, convertendo os valores de geração em fatores de capacidade, a partir da potência nominal da central geradora.
- Alinhamento temporal, garantindo que os valores de geração eólica e solar sejam analisados para os mesmos instantes de tempo (correlação entre os dados de geração eólica e solar).

O fator de capacidade (f_c) do grupo da geração eólica e solar é calculado de acordo com a Equação (1), que estabelece a relação entre a geração efetiva e a capacidade instalada da usina.

$$f_c(t) = \frac{\text{Geração Verificada}(t) [MW]}{\text{Capacidade Instalada}(t) [MW]} \quad (1)$$

Esse cálculo é realizado hora a hora, permitindo capturar as flutuações características da geração eólica e solar ao longo do tempo.

Correlação Temporal entre Eólica e Solar

Um aspecto fundamental desse processamento de dados é garantir que os valores de fator de capacidade das usinas eólicas e solares sejam analisados simultaneamente. Isso significa que, para cada instante de tempo considerado (t), há um par de valores representando a fração da capacidade utilizada por ambas as fontes naquele momento. Essa abordagem permite estudar a complementariedade entre as duas fontes e compreender sua influência sobre a operação da rede elétrica.

A Tabela 4–1 apresenta a estrutura básica do *dataframe* gerado pelo algoritmo em *Python*, contendo as informações essenciais para a análise.

Tabela 4–1: Estrutura básica do *dataframe* em linguagem *Python*

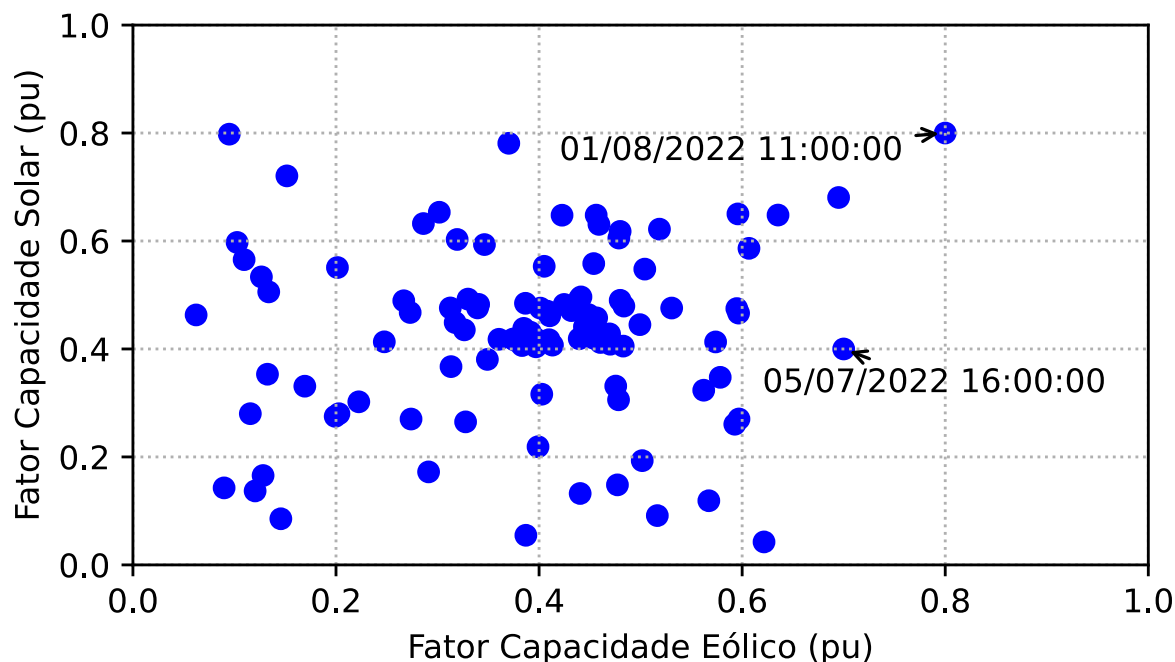
Amostra (i)	Tempo (t)	Fator de Capacidade do grupo Eólico (eixo x)	Fator de Capacidade do grupo Solar (eixo y)
1	01/08/2022 às 11:00:00	0,8	0,8
2	05/07/2022 às 16:00:00	0,7	0,4
⋮	⋮	⋮	⋮
n	dd/mm/aaaa às hh:mm:ss	x	y

Essa estrutura de dados permite a visualização direta da variação conjunta das duas fontes. Para uma melhor compreensão da distribuição desses pontos, a Figura 4.3 ilustra graficamente a relação entre os fatores de capacidade eólico e solar, representando cada amostra como um ponto em um plano cartesiano.

Visualização Gráfica e Interpretação dos Dados

A Figura 4.3 apresenta um gráfico de dispersão no qual os valores do fator de capacidade eólico são plotados no eixo x, e os valores do fator de capacidade solar no eixo y. Cada ponto no gráfico representa um instante de tempo específico processado da base de dados.

Figura 4.3: Fatores de capacidade eólico (eixo x) e solar (eixo y), temporalmente correlacionados.



Fonte: Próprio Autor.

Dessa forma, o processamento dos dados históricos desempenha um papel fundamental na metodologia proposta, pois fornece uma base sólida para a análise da variabilidade e complementariedade da geração eólica e solar. A utilização de séries temporais de geração real permite realizar estudos de fluxo de potência mais representativos, considerando cenários condizentes com a operação do sistema elétrico.

A etapa seguinte da metodologia irá integrar esses dados às regiões de segurança obtidas na Etapa 1, permitindo uma avaliação detalhada do impacto das flutuações das fontes renováveis na malha de transmissão do SIN.

4.4 Combinação da Região de Segurança com os Dados Históricos de Fator de Capacidade – Etapa 4

Nesta etapa, os dados históricos de fatores de capacidade processados na Etapa 3 (seção 4.3) são combinados com a região de segurança simulada na Etapa 1 (seção 4.1) e normalizada em pu Etapa 2 (seção 4.2). Essa combinação permite visualizar, em um único diagrama, a distribuição dos pontos de geração eólica e solar no espaço da região de segurança, fornecendo uma ferramenta analítica para avaliar o comportamento dessas fontes variáveis dentro dos limites do sistema elétrico.

Geração das Coordenadas (x, y) na Região de Segurança

A partir dos fatores de capacidade obtidos das séries temporais de geração real, é possível representar cada instante de tempo como um ponto no espaço da região de segurança. Para isso, cada par de valores (fator de capacidade eólico, fator de capacidade solar) é convertido em uma coordenada (x,y), onde:

- O eixo x representa o fator de capacidade da geração eólica.
- O eixo y representa o fator de capacidade da geração solar.

Dessa forma, cada ponto no diagrama representa uma condição real de geração combinada dessas fontes, conforme registrado nos dados históricos. Essa abordagem possibilita avaliar como a variabilidade das fontes renováveis impacta os limites operacionais do sistema elétrico.

Interpretação da Distribuição dos Pontos na Região de Segurança

A sobreposição dos pontos na região de segurança simulada gera um diagrama que pode ser interpretado de acordo com a coloração das áreas:

- Área Verde (Zona Segura): Pontos dentro dessa região indicam combinações de geração eólica e solar que não causam sobrecargas na malha de transmissão, ou seja, o sistema opera dentro de limites seguros.
- Área Amarela (Zona de Risco): Pontos posicionados nessa região representam situações em que a geração combinada das fontes pode resultar em carregamento elevado em elementos da rede, aproximando-se de limites críticos.
- Área Vermelha (Zona de Violação): Se houver pontos nessa região (caso exista na modelagem), isso indicaria condições em que a geração combinada ultrapassa os limites do sistema.

Importância da Combinação com Dados Históricos

A integração dos dados históricos de fatores de capacidade com a região de segurança traz diversos benefícios para a análise do sistema elétrico:

1. Correlação Temporal: Como os fatores de capacidade foram extraídos de séries temporais reais, a análise considera a variabilidade e complementariedade da geração eólica e solar em diferentes momentos. Isso evita simplificações excessivas e torna a avaliação mais próxima da operação real.

2. Identificação de Riscos Operacionais: Ao observar a distribuição dos pontos, é possível identificar períodos críticos, nos quais a geração combinada tende a atingir os limites operacionais do sistema. Esses *insights* podem orientar estratégias de operação e planejamento para mitigar riscos.
3. Análise Baseada em Cenários Reais: A metodologia permite que o operador do sistema avalie diferentes cenários de despacho de geração renovável considerando dados históricos reais, o que proporciona maior robustez às decisões operacionais.

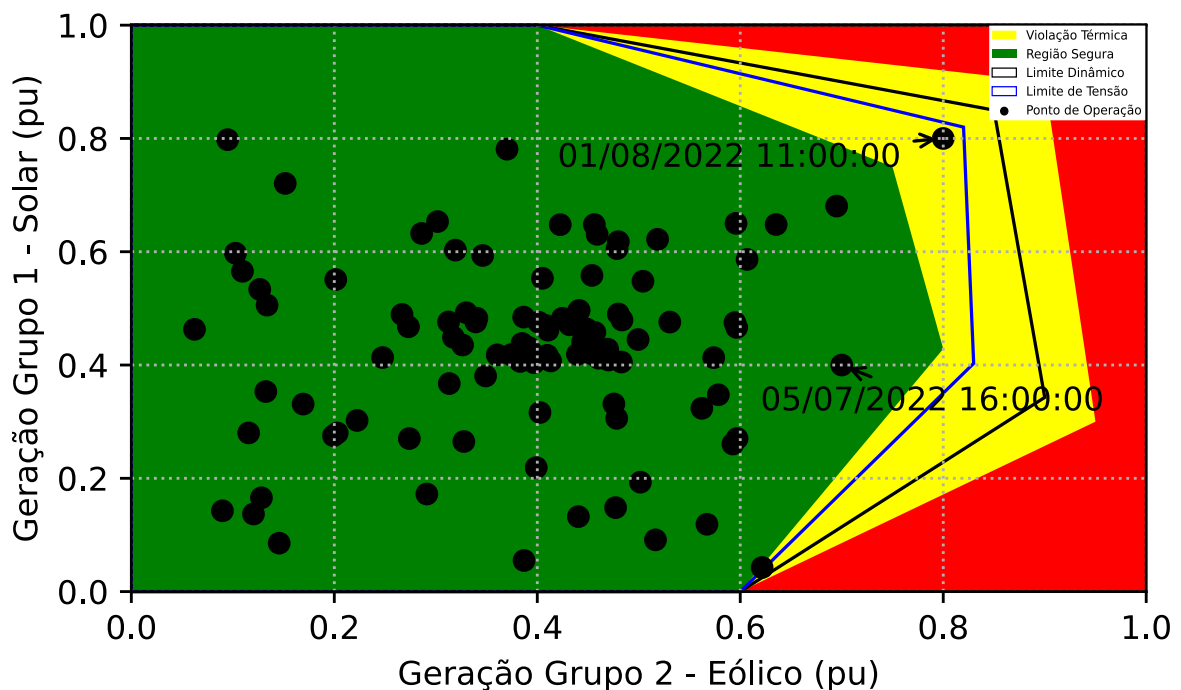
Obtenção da Região de Segurança Combinada

A Figura 4.4 apresenta a região de segurança resultante, que combina:

- A região de segurança simulada (Figura 4.2), representando os limites operacionais do sistema.
- Os dados históricos de fatores de capacidade e sua distribuição (Figura 4.3).

A sobreposição desses elementos gera um gráfico final no qual cada ponto representa uma condição de geração real no contexto dos limites operacionais do sistema.

Figura 4.4: Região de segurança combinada com os dados de fator de capacidade eólica e solar.



Fonte: Próprio Autor.

A combinação da região de segurança simulada com os dados históricos de geração fornece uma ferramenta analítica valiosa para avaliar a operação do sistema elétrico em cenários reais. Esse método permite identificar condições seguras e arriscadas de despacho de geração renovável, contribuindo para uma operação mais confiável e eficiente da malha de transmissão do SIN.

Na próxima etapa, será explorado como essas informações podem ser utilizadas para auxiliar no despacho seguro de geração renovável, garantindo que a injeção de potência das fontes eólica e solar ocorra dentro dos limites operacionais do sistema.

4.5 Algoritmo de diagnóstico de rede – Etapa 5

A partir da região de segurança ilustrada na Figura 4.4, é possível realizar um diagnóstico detalhado do comportamento do sistema elétrico sob diferentes condições operacionais. A incorporação de dados históricos da região de interesse permite uma análise mais realista e aprofundada, possibilitando a identificação de padrões e tendências.

A seguir, são detalhadas as principais funções empregadas na análise, que permitem avaliar e classificar os estados operacionais do sistema, calcular tempos de exposição a condições críticas, determinar restrições de potência e estimar o impacto econômico dessas restrições.

4.5.1 Função de Classificação

A função de classificação tem como objetivo identificar o estado operacional de cada combinação de fatores de capacidade eólica e solar, conforme determinado pela região de segurança. Cada amostra de dados históricos é analisada para verificar se a combinação de geração correspondente está dentro da região segura (indicando uma operação confiável) ou na região de risco (indicando sobrecarga ou outras violações operacionais, como instabilidade de tensão ou limitação dinâmica).

A partir da região de segurança apresentada na Figura 4.4, é possível classificar as combinações de geração obtidas nos dados históricos para determinar se cada condição analisada resulta ou não em violações operacionais do sistema elétrico. Essas violações podem estar relacionadas a:

- Sobrecargas nos elementos da rede (violações térmicas)
- Violações dos limites de tensão
- Problemas de estabilidade dinâmica

Dessa forma, cada combinação de geração eólica e solar pode ser classificada como segura ou insegura, permitindo uma análise detalhada das condições operacionais do sistema. Para estruturar essa classificação, o *dataframe* da Tabela 4–1 é expandido para incluir novas colunas, classificando as combinações de geração como segura (*True*) ou insegura (*False*), conforme ilustrado na Tabela 4–2.

Tabela 4–2: *dataframe* em linguagem *Python* expandido com a classificação da combinação dos fatores de capacidade.

Amostra (t)	Tempo (horas)	Fator de Capacidade Eólico (eixo x)	Fator de Capacidade Solar (eixo y)	Violações Térmicas?	Violação de Tensão?	Violação de Estabilidade Dinâmica?
1	01/08/2022 às 11:00:00	0,8	0,8	<i>True</i>	<i>False</i>	<i>False</i>
2	05/07/2022 às 16:00:00	0,7	0,4	<i>False</i>	<i>False</i>	<i>False</i>
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n	dd/mm/aaaa às hh:mm:ss	x	y	<i>False/True</i>	<i>False/True</i>	<i>False/True</i>

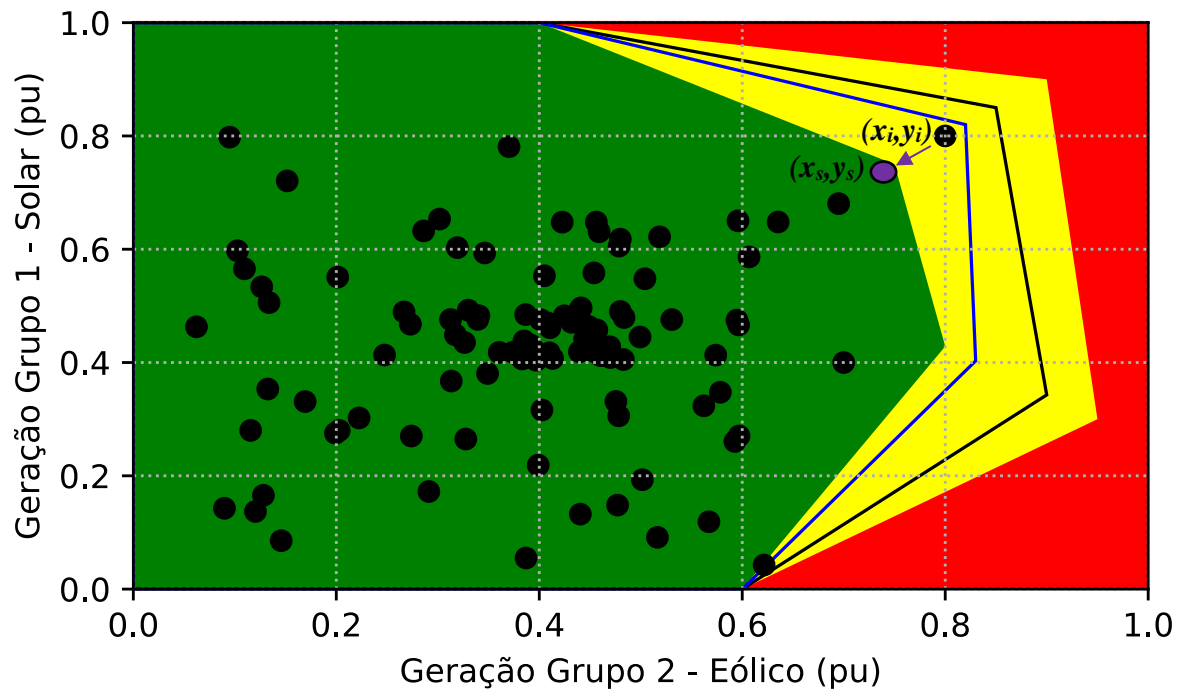
Fonte: Próprio Autor.

Essa classificação possibilita a realização de análises mais avançadas, como a quantificação do tempo de exposição do sistema a condições inseguras e a determinação de restrições operacionais necessárias para garantir a segurança da rede.

4.5.2 Função de cálculo de restrição de potência em MW

Caso uma combinação de geração esteja em uma região insegura, é necessário determinar quais reduções (cortes) na geração eólica e/ou solar são necessárias para reposicionar o ponto dentro da região segura.

Esse processo envolve projetar o ponto inseguro (x_i, y_i) , para um ponto seguro (x_s, y_s) , dentro da região de segurança, como ilustrado na Figura 4.5.

Figura 4.5: Ponto seguro (x_s, y_s) , a partir do ponto inseguro (x_i, y_i) .

Fonte: Próprio Autor.

A restrição de potência necessária para essa correção é calculada por (2):

$$Restriçao_i = (x_i - x_s)S_{base\ eol} + (y_i - y_s)S_{base\ ufv} \quad (2)$$

Em que:

- (x_i, y_i) : Coordenadas do ponto inseguro.
- (x_s, y_s) : Coordenadas do ponto seguro projetado.
- $S_{base\ eol}$: Potência instalada da geração eólica.
- $S_{base\ ufv}$: Potência instalada da geração solar.

Neste trabalho, a redução da geração será analisada sob duas abordagens distintas: **Modo Corte Mínimo de Potência** e o **Modo Corte Direcionado de Potência**. A seguir, cada uma dessas estratégias será detalhada, destacando suas características, aplicações e impactos no sistema elétrico.

1.1.1.1 Modo Corte Mínimo de Potência

Este modo busca minimizar a quantidade de potência a ser reduzida para que a operação do sistema fique dentro da região segura. Isso significa que a combinação de geração eólica e solar

insegura (ponto (x_i, y_i)) deve ser projetado para dentro da região segura (ponto (x_s, y_s)), de modo que a redução de geração (corte) seja a menor possível.

A formulação matemática pode ser representada como um problema de otimização, minimizando a distância euclidiana (3) entre o ponto inseguro (x_i, y_i) e um ponto seguro (x_s, y_s) na fronteira entre as regiões segura e insegura:

$$d^2 = (x_i - x_s)^2 + (y_i - y_s)^2 \quad (3)$$

$$\text{min}_{(x_s, y_s)} = \sqrt{(x_i - x_s)^2 + (y_i - y_s)^2} \quad (4)$$

A região de segurança apresentada na Figura 4.5 é um polígono de l lados. Nessa configuração, cada lado do polígono pode ser representado como um segmento de reta AB.

Uma maneira rápida e eficiente de minimizar a distância euclidiana e determinar o ponto seguro (x_s, y_s) é projetar o ponto inseguro (x_i, y_i) , sobre o segmento de reta correspondente. Dessa forma, o segmento AB pode ser parametrizado como (5):

$$(x, y) = (x_A, y_A) + t(x_B - x_A, y_B - y_A) \quad (5)$$

Decomposta em coordenadas cartesianas, essa equação assume a forma:

$$x = x_A + t(x_B - x_A) \quad (6)$$

$$y = y_A + t(y_B - y_A) \quad (7)$$

onde t é um parâmetro escalar que determina a posição ao longo da reta. Para que o ponto projetado permaneça dentro do segmento AB, o valor de t deve estar dentro de um intervalo específico, que será definido posteriormente. Essa parametrização é fundamental para a determinação do ponto seguro (x_s, y_s) , garantindo que a projeção do ponto inseguro ocorra corretamente dentro da região de segurança delimitada pelo polígono.

Substituindo essa parametrização na equação da distância euclidiana, tem-se:

$$d^2 = (x_A + t(x_B - x_A) - x_i)^2 + (y_A + t(y_B - y_A) - y_i)^2 \quad (8)$$

Expandindo os termos:

$$d^2 = ((x_A - x_i) + t(x_B - x_A))^2 + ((y_A - y_i) + t(y_B - y_A))^2 \quad (9)$$

Expandindo os quadrados:

$$d^2 = (x_A - x_i)^2 + 2t(x_A - x_i)(x_B - x_A) + t^2(x_B - x_A)^2 + (y_A - y_i)^2 + 2t(y_A - y_i)(y_B - y_A) + t^2(y_B - y_A)^2 \quad (10)$$

Reagrupamos os termos:

$$d^2 = t^2[(x_B - x_A)^2 + (y_B - y_A)^2] + 2t[(x_A - x_i)(x_B - x_A) + (y_A - y_i)(y_B - y_A)] + (x_A - x_i)^2 + (y_A - y_i)^2 \quad (11)$$

Essa é uma equação quadrática em t . Para minimizar d^2 , derivamos em relação a t e igualamos a zero:

$$\frac{d}{dt}d^2 = 2t[(x_B - x_A)^2 + (y_B - y_A)^2] + 2[(x_A - x_i)(x_B - x_A) + (y_A - y_i)(y_B - y_A)] = 0 \quad (12)$$

Colocando t em evidência, temos:

$$t = \frac{(x_i - x_A)(x_B - x_A) + (y_i - y_A)(y_B - y_A)}{(x_B - x_A)^2 + (y_B - y_A)^2} \quad (13)$$

onde t da equação (13) é um parâmetro escalar e que minimiza a distância de (x_i, y_i) à reta infinita que passa por A e B.

Finalmente, as coordenadas do ponto projetado é dados por (14) e (15):

$$x_s = x_A + t(x_B - x_A) \quad (14)$$

$$y_s = y_A + t(y_B - y_A) \quad (15)$$

Como a projeção ocorre sobre um segmento de reta e não sobre uma reta infinita, o ponto projetado (x_s, y_s) deve pertencer ao intervalo definido pelos extremos A e B. Isso impõe restrições ao parâmetro t , conforme descrito a seguir:

- Se $0 \leq t \leq 1$: A projeção (x_s, y_s) está dentro do segmento.
- Se $t \leq 0$: O ponto mais próximo é A(x_A, y_A).

- Se $t \geq 0$: O ponto mais próximo é $B(x_B, y_B)$.

Essas condições garantem que a projeção ortogonal do ponto inseguro seja ajustada corretamente dentro dos limites do segmento, evitando extrapolações que poderiam comprometer a interpretação geométrica do problema, dessa forma, é garantido:

- Restrição de segurança: O novo ponto de geração estar dentro da região de segurança definida:

$$(x_s, y_s) \in \text{Região Segura}$$

- Restrição de segurança: O novo ponto de geração estar dentro da região de segurança definida:

$$0 \leq x_s \leq x_i, \quad 0 \leq y_s \leq y_i$$

Cálculo da potência reduzida:

Depois de encontrar (x_s, y_s) , a potência reduzida pode ser obtida com (16):

$$\Delta P = (x_i - x_s)S_{base\ eol} + (y_i - y_s)S_{base\ ufv} \quad (16)$$

2.1.1.1 Modo Corte Direcionado de Potência

Neste modo, ao invés de minimizar a redução total de potência, prioriza-se a redução da fonte cuja geração naturalmente tende a diminuir ao longo do tempo. Assim, se uma amostra insegura ocorre por exemplo às 15h, o corte deve ocorrer preferencialmente na geração solar, pois sua produção já tenderá a cair nas horas seguintes. Se a violação ocorre durante a madrugada, o corte deve priorizar a geração eólica, pois sua tendência de variação é diferente.

A formulação matemática pode ser dividida em três partes:

Identificação da Tendência Natural das Fontes

A primeira etapa consiste em determinar qual das duas fontes de geração (eólica ou solar) tende a reduzir nas próximas horas. Isso pode ser feito analisando a série temporal do fator de capacidade nas amostras históricas.

Para cada ponto inseguro (x_i, y_i) , é calculada a variação esperada da geração nas próximas n horas a partir de (17) e (18):

$$\Delta x(t) = x_i(t) - x_i(t+1) \quad (17)$$

$$\Delta y(t) = y_i(t) - y_i(t+1) \quad (18)$$

Em que:

$x_i(t)$ e $y_i(t)$: são os fatores de capacidade da geração eólica e fotovoltaica respectivamente da primeira violação do dia.

$x_i(t+1)$ e $y_i(t+1)$: são os fatores de capacidade da geração eólica e fotovoltaica, respectivamente, da hora seguinte à primeira violação.

Dessa forma:

- Se $\Delta x(t) < 0$, a Geração eólica tende a diminuir naturalmente.
- Se $\Delta y(t) < 0$: a, geração solar tende a diminuir naturalmente.

Pode-se generalizar essa variação considerando uma média ponderada das próximas n horas a partir de (19) e (20):

$$\overline{\Delta x} = \frac{1}{n} \sum_{k=t}^n x_i(t) - x_i(t+1) \quad (19)$$

$$\overline{\Delta y} = \frac{1}{n} \sum_{k=t}^n y_i(t) - y_i(t+1) \quad (20)$$

Dessa forma, quanto mais negativos forem os valores de $\overline{\Delta y}$ e $\overline{\Delta x}$, maior será a tendência natural de redução na geração. Isso ocorre porque valores negativos dessas variáveis indicam um comportamento decrescente, refletindo uma diminuição na produção de energia ao longo do tempo ou sob determinadas condições operacionais.

Definição das Prioridades de Corte

Com base na tendência de variação, definimos as prioridades de corte de geração. Se uma fonte tende a cair naturalmente ($\overline{\Delta}$ negativo) priorizamos o corte nela:

- Se $\overline{\Delta x} < 0$, prioriza o corte de geração eólica (x_i)
- Se $\overline{\Delta y} < 0$, prioriza o corte de geração solar (y_i)
- Se $\overline{\Delta y} < 0$ e $\overline{\Delta x} < 0$, prioriza o corte de geração mais efetivo, ou seja, o $\overline{\Delta}$ mais negativo.

Cálculo da Redução Necessária

A equação da reta pode ser expressa por (22):

$$y = mx + b \quad (22)$$

onde o coeficiente angular m é dado por (23):

$$m = \frac{y_B - y_A}{x_B - x_A} \quad (23)$$

e o termo independente b pode ser encontrado substituindo um dos pontos (24):

$$y = b = y_A - mx_A \quad (24)$$

Agora, para encontrar (x_s, y_s) , por (25) e (26):

- Se $\overline{\Delta y} < 0$, ou $\overline{\Delta y}$ mais negativo que $\overline{\Delta x}$, então $x_s = x_i$, logo:

$$y_s = mx_s + b \quad (25)$$

- Se $\overline{\Delta x} < 0$, ou $\overline{\Delta x}$ mais negativo que $\overline{\Delta y}$, então $y_s = y_i$, logo:

$$x_s = \frac{y_i - b}{m} \quad (26)$$

Desde que (x_s, y_s) pertençam ao intervalo entre os pontos A e B, o ponto encontrado estará sobre o segmento de reta. Dessa forma, (x_s, y_s) deverá atender a restrição

$$0 \leq x_s \leq x_i, \quad 0 \leq y_s \leq y_i$$

4.5.3 Função de cálculo de tempo de exposição do sistema

Com base no *dataframe* classificado em relação aos tipos de violação, é possível determinar o tempo total em que o sistema opera em condição insegura. Esse tempo de exposição é um indicador essencial para avaliar o grau de vulnerabilidade do sistema elétrico às variações da geração renovável.

O tempo de exposição é calculado a partir da seguinte expressão:

$$Tempo_{exposição} = \sum_{i=1}^n \begin{cases} 1, & \text{se a amostra } i \text{ for inseguro} \\ 0, & \text{se a amostra } i \text{ for seguro} \end{cases} \quad (27)$$

Esse valor pode ser analisado por diferentes intervalos de tempo, permitindo avaliar a frequência e a duração das violações ao longo do ano ou em períodos específicos. Essa métrica auxilia na tomada de decisões, indicando a necessidade de ajustes operacionais para reduzir a exposição do sistema a situações críticas de carregamento, tensão ou estabilidade.

4.5.4 Função de Cálculo do Montante de Geração Restrita (MWh)

A restrição total de geração ao longo do tempo pode ser calculada como:

$$Restrição_{total} = \sum_{i=1}^n \begin{cases} Restrição_i, & \text{se } i \text{ for inseguro} \\ 0, & \text{se } i \text{ for seguro} \end{cases} \quad (28)$$

Esse valor representa o montante total de energia que precisaria ser reduzido ao longo do tempo para evitar violações operacionais.

4.5.5 Função de Cálculo do Custo da Restrição de Geração (R\$)

O impacto econômico da restrição de geração pode ser quantificado por meio da seguinte equação:

$$Custo_{total} = (Restrição_{total})(preço \text{ do } MWh) \quad (29)$$

Em que:

- $Restrição_{total}$: Energia total reduzida (MWh).
- Preço do MWh: Custo médio da energia elétrica no mercado regulado ou livre.

Essa métrica permite estimar o impacto financeiro das restrições aplicadas, auxiliando na avaliação de estratégias de mitigação e no planejamento de medidas operacionais mais eficientes.

4.6 Síntese da Metodologia e Implicações para o Sistema Elétrico

A crescente inserção de fontes renováveis variáveis, como a geração eólica e solar, impõe desafios significativos à operação do SIN. Diante desse cenário, a metodologia desenvolvida neste trabalho apresenta uma solução abrangente para avaliar, com maior precisão e realismo, os impactos dessas fontes no sistema elétrico, contribuindo diretamente para o aprimoramento dos processos de planejamento e operação da rede de transmissão.

Ao integrar a simulação da região de segurança com dados históricos de fatores de capacidade, a metodologia proposta permite uma análise detalhada da variabilidade da geração renovável e seus efeitos sobre a rede. Diferentemente das abordagens convencionais, que muitas vezes se baseiam em condições estáticas ou cenários hipotéticos, este método fundamenta-se em dados reais, capturando a correlação temporal entre as fontes e proporcionando uma visão mais fidedigna das condições operacionais ao longo do tempo. Essa abordagem confere um grau de realismo essencial para a tomada de decisão, permitindo que operadores e planejadores identifiquem com precisão os momentos e condições em que o sistema está mais vulnerável a sobrecargas, violações de limites de tensão ou instabilidades.

A principal inovação da metodologia está na combinação das regiões de segurança simuladas com séries temporais de geração eólica e solar, organizadas em um *dataframe* que classifica cada instante analisado em termos de segurança operativa. Essa estrutura de dados permite a extração de métricas essenciais, como a frequência e a duração de exposições a condições críticas, possibilitando um diagnóstico aprofundado do sistema. Além disso, a metodologia viabiliza a implementação de estratégias corretivas para mitigar impactos adversos, através dos dois modos de ajuste de geração:

- **Modo Corte Mínimo de Potência:** Esse método visa minimizar a intervenção no sistema, ajustando a geração de forma a garantir que o sistema permaneça dentro dos limites operacionais com o menor corte de potência possível. Para isso, identifica-se a projeção do ponto inseguro sobre a fronteira da região de segurança, determinando o montante exato de redução de geração necessário para restaurar a estabilidade do sistema. Essa abordagem é particularmente útil para preservar ao máximo a participação das fontes renováveis, reduzindo impactos financeiros e operacionais.
- **Modo Corte Direcionado de Potência:** Essa estratégia leva em consideração a dinâmica natural das fontes renováveis ao longo do dia para otimizar o processo de restrição de potência. Em vez de aplicar cortes uniformes ou arbitrários, essa abordagem avalia a tendência de variação da geração ao longo do tempo. Por exemplo, caso uma condição insegura ocorra durante a tarde devido à alta geração solar, o algoritmo verifica se essa potência já tenderia a se reduzir naturalmente nas horas subsequentes. Se for o caso, prioriza-se a redução da fonte fotovoltaica, garantindo que o sistema retorne à segurança com a menor intervenção possível. Essa estratégia alinha-se com a natureza variável das fontes renováveis, tornando a operação mais eficiente e menos impactante.

Além de identificar e classificar as condições de operação, a metodologia proposta permite quantificar os impactos das restrições impostas ao sistema. A partir do *dataframe* expandido, é possível calcular métricas fundamentais, como:

- **Tempo de exposição do sistema a condições inseguras**, permitindo a análise da frequência e duração das violações.
- **Montante total de geração restringida (MWh)**, auxiliando na avaliação da magnitude das ações corretivas necessárias.
- **Custo associado à restrição de geração**, proporcionando uma base quantitativa para decisões operacionais e estratégicas.

Essas informações são fundamentais para a gestão eficiente da operação elétrica, permitindo que decisões sejam tomadas com base em dados concretos e não apenas em projeções generalizadas. Com isso, é possível estabelecer critérios mais eficientes para o despacho das usinas renováveis, garantindo a máxima integração dessas fontes sem comprometer a segurança do sistema.

Outro aspecto relevante da metodologia proposta é sua aplicabilidade em diferentes cenários e regiões do SIN. Como a abordagem fundamenta-se em dados históricos específicos de cada localidade, ela pode ser adaptada para diferentes subsistemas elétricos, permitindo estudos customizados que refletem com maior precisão as características operacionais de cada área analisada. Isso amplia o potencial de aplicação da metodologia, tornando-a uma ferramenta versátil para estudos de expansão, planejamento energético e análise de confiabilidade.

Dessa forma, a metodologia desenvolvida neste trabalho representa um avanço significativo na forma como a operação e o planejamento do sistema elétrico podem ser conduzidos em um contexto de crescente participação das fontes renováveis. Ao integrar simulações, dados históricos e técnicas avançadas de análise, o método proposto oferece uma base sólida para a tomada de decisão no setor elétrico, permitindo que operadores e planejadores enfrentem os desafios da variabilidade com maior precisão, eficiência e confiabilidade.

A crescente complexidade dos sistemas elétricos modernos exige metodologias cada vez mais sofisticadas para garantir sua operação segura e eficiente. Nesse sentido, este trabalho contribui diretamente para esse avanço, fornecendo uma abordagem prática e fundamentada que pode ser utilizada como referência para o desenvolvimento de futuras pesquisas e aplicações na área de análise de fluxo de potência e integração de fontes renováveis.

CAPÍTULO 5

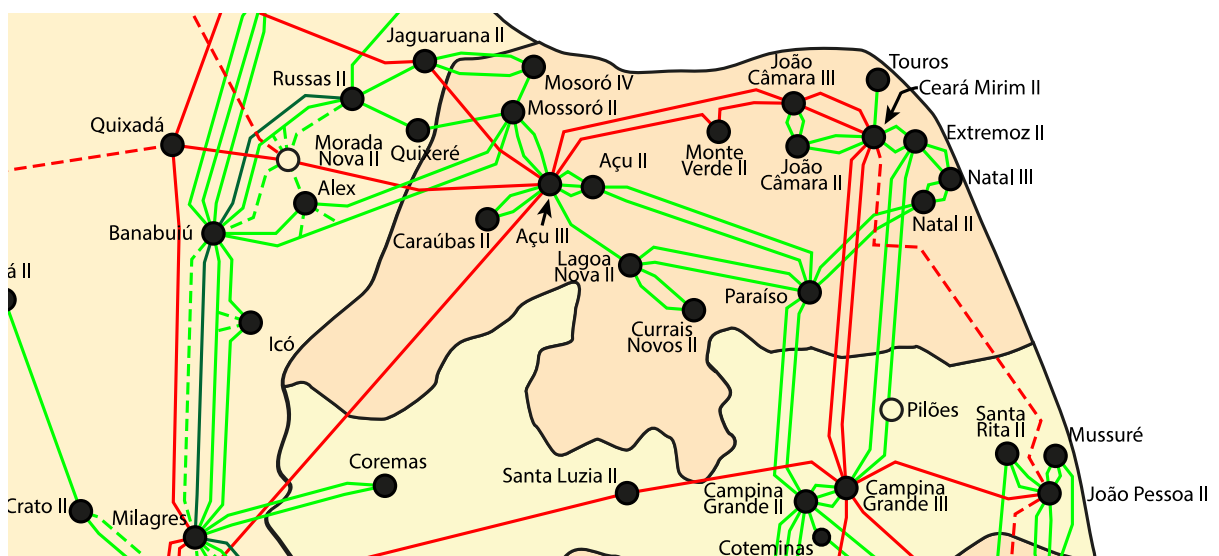
ESTUDO DE CASO

Neste Capítulo, são apresentados os resultados de um estudo de caso utilizando a metodologia proposta, com o objetivo de validar sua aplicabilidade e eficácia na análise de segurança do sistema elétrico. O estudo concentra-se na avaliação dos impactos da geração de energia renovável nas usinas localizadas nos estados do Rio Grande do Norte (RN) e Ceará (CE), considerando a influência dessa geração sobre o carregamento da linha de transmissão de 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C8, em um cenário de contingência da linha de 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C7.

A escolha dessa região deve-se à sua relevância no contexto da geração renovável no Brasil. O Nordeste, especialmente os estados do RN e CE, destaca-se pela alta penetração de usinas eólicas e solares, que, apesar de representarem uma alternativa sustentável para o suprimento energético, impõem desafios significativos à operação do sistema elétrico, especialmente devido à variabilidade e à variabilidade dessas fontes.

O estudo será conduzido considerando o sistema de transmissão projetado para o horizonte de 2027, conforme ilustrado na Figura 5.1. Esse horizonte é relevante, pois reflete um cenário futuro de expansão do sistema elétrico, levando em conta o crescimento da capacidade instalada de geração renovável e as possíveis restrições de geração. Dessa forma, busca-se avaliar a rede elétrica e verificar se a metodologia desenvolvida pode fornecer diagnósticos eficazes para mitigar riscos operacionais e otimizar o despacho de geração.

Figura 5.1: Mapa eletrogeográfico da região de interesse



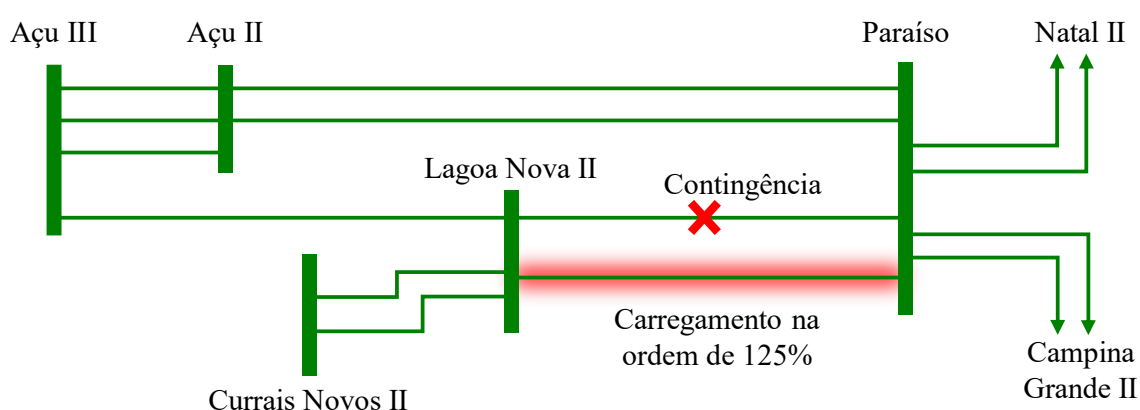
Fonte: Próprio Autor.

A configuração do sistema elétrico utilizada neste estudo de caso corresponde ao cenário projetado para dezembro de 2027, no qual a região Nordeste opera como exportadora de energia em um patamar de máxima diurna. A análise baseia-se nos dados do Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2023 (Ciclo 2023-2027), disponibilizados pelo ONS por meio do Portal SINTEGRE.

A fim de avaliar o impacto da geração renovável sobre o carregamento das linhas de transmissão, foi monitorado o comportamento da linha de transmissão (LT) de 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C8 diante da contingência da linha paralela, LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C7. Esse cenário representa uma condição crítica para o sistema elétrico, na qual a indisponibilidade de um dos circuitos pode comprometer a operação segura da rede, exigindo medidas preventivas ou corretivas.

No modelo tradicional de análise de fluxo de potência, considerou-se um despacho de geração alinhado às premissas operacionais do ONS. Para os estados do Ceará (CE) e Rio Grande do Norte (RN), foram adotados fatores de capacidade médios de 0,75 para geração eólica, resultando em uma injeção de 9.665 MW, e de 0,85 para geração solar, totalizando 5.274 MW. Os resultados da simulação indicam que, nesse cenário, a linha Lagoa Nova II – Paraíso C8 atinge uma sobrecarga de aproximadamente 25% quando a linha Lagoa Nova II – Paraíso C7 é retirada de operação (análise em N-1), conforme ilustrado na Figura 5.2.

Figura 5.2: Diagrama unifilar da região de interesse



Fonte: Próprio Autor.

Esse resultado evidencia a necessidade de abordagens avançadas para a análise da operação do sistema elétrico, uma vez que a crescente inserção de geração renovável variável impõe desafios adicionais à rede de transmissão. A metodologia proposta neste trabalho busca justamente

oferecer uma ferramenta mais robusta para avaliar a segurança operativa do sistema, considerando o comportamento histórico da geração eólica e solar e suas implicações na rede.

Para a simulação da região de segurança, foram empregados grupos específicos de geração, selecionados com base na influência significativa que exercem sobre o carregamento do circuito monitorado. A Tabela 5–1 apresenta a definição desses grupos, evidenciando a capacidade instalada. Os geradores considerados incluem usinas eólicas e solares situadas nos estados do Rio Grande do Norte (RN) e Ceará (CE), cuja geração variável tem impacto direto sobre o escoamento de potência na malha de transmissão. Além disso, o grupo G3, composto por hidroelétricas das bacias do Grande, Paranaíba e Rio São Francisco, desempenha o papel de barras de balanço (*swing*), garantindo o balanço de potência ativa do sistema.

Tabela 5–1: Grupos de Gerações.

Grupos	Usinas	Capacidade Instalada (MW)
G1	Eólicas do RN e CE	12.886,8
G2	Solar do RN e CE	6.205,0
G3 (Swing)	Hidroelétricas da Bacia do Grande, Bacia do Paranaíba e do Rio São Francisco	26.539,0

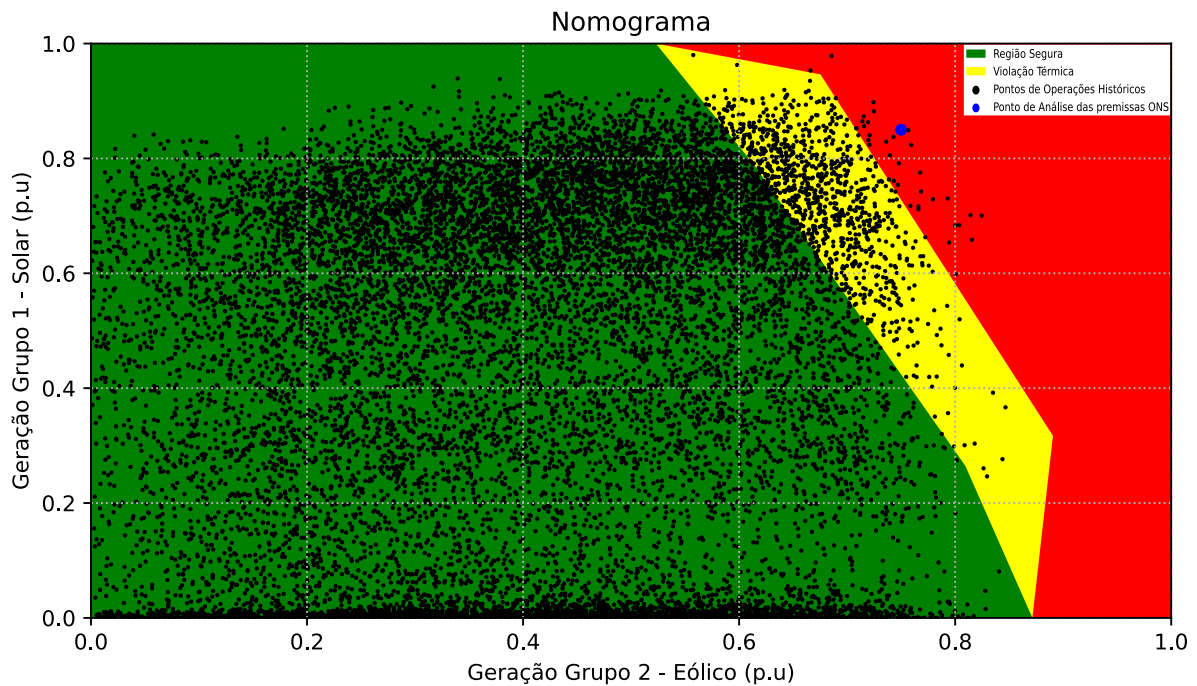
Fonte: Próprio Autor.

A fim de obter uma representação realista da variabilidade da geração renovável, foram analisados dados históricos referentes ao período de 2020 a 2023, disponíveis no portal de Dados Aberto do ONS. O fator de capacidade da geração eólica e solar foi calculado a partir desses registros, mantendo a correlação temporal entre as fontes de energia.

Para garantir uma análise coerente com a realidade operacional, a seleção dos dados históricos foi restrita ao intervalo de tempo entre 6h e 18h, correspondendo ao período de efetiva geração solar. Esse critério foi adotado de forma a evitar distorções associadas à ausência de produção fotovoltaica durante a noite, permitindo uma avaliação mais precisa da complementaridade entre as fontes e de seus impactos sobre a rede elétrica.

Com base nesses dados e aplicando a metodologia proposta no Capítulo 4, foi gerada a Figura 5.3, que combina a região de segurança com os dados históricos de fator de capacidade do estudo de caso. Essa representação gráfica permite visualizar os limites operacionais da malha de transmissão em função da geração eólica e solar.

Figura 5.3: Região de segurança combinada com os dados de fatores de capacidade eólico e solar (Estudo de Caso).



Fonte: Próprio Autor.

5.1 Execução da função de cálculo de restrição de potência em MW

Antes da execução das funções nos Modo Corte Mínimo de Potência e Modo Corte Direcionado de Potência, é executada a função de classificação, cuja finalidade é categorizar as combinações de geração como seguras ou inseguras. Essa etapa é fundamental para identificar os pontos operativos que podem resultar em sobrecarga na malha de transmissão e, assim, determinar quais combinações requerem ajustes na geração renovável.

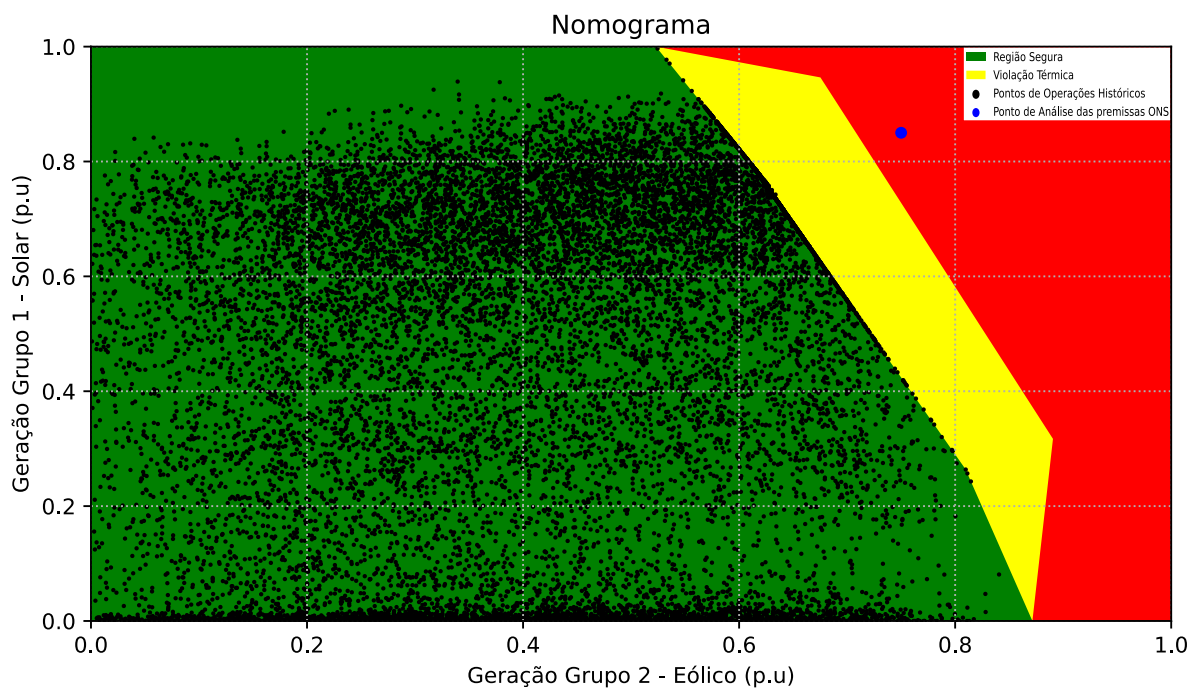
A função de classificação analisa os fatores de capacidade e correlaciona-os com os limites operacionais do sistema da região de segurança, estabelecendo uma distinção clara entre as combinações de geração que garantem um funcionamento seguro da rede e aquelas que podem comprometer sua segurança. Os pontos classificados como seguros indicam que a combinação de geração eólica e solar não resulta em violações térmicas. Já os pontos inseguros são aqueles que ultrapassam os limites estabelecidos, exigindo medidas corretivas para garantir a segurança da operação.

Uma vez identificados os pontos inseguros, são aplicados o Modo Corte Mínimo de Potência e o Modo Corte Direcionado de Potência para realocar o despacho de geração dentro da região

segura. A Figura 5.3 ilustra o ajuste utilizando o Modo Corte Mínimo de Potência, no qual a redução da geração é a mínima necessária para restaurar a segurança do sistema. Já a Figura 5.4 apresenta o Modo Corte Direcionado de Potência, que ajusta a geração considerando a tendência natural de variação da produção renovável ao longo do dia, priorizando o corte da fonte cuja geração tende a diminuir de forma espontânea.

O Modo Corte Mínimo de Potência, ilustrado na Figura 5.4, foi utilizado para realocar o ponto de operação dentro da região segura com a menor redução possível na geração eólica e solar. Essa abordagem busca minimizar a necessidade de cortes de geração, preservando ao máximo a injeção de energia renovável na rede elétrica, enquanto ainda garante a segurança do sistema de transmissão.

Figura 5.4: Restrição pelo Modo Corte Mínimo de Potência.

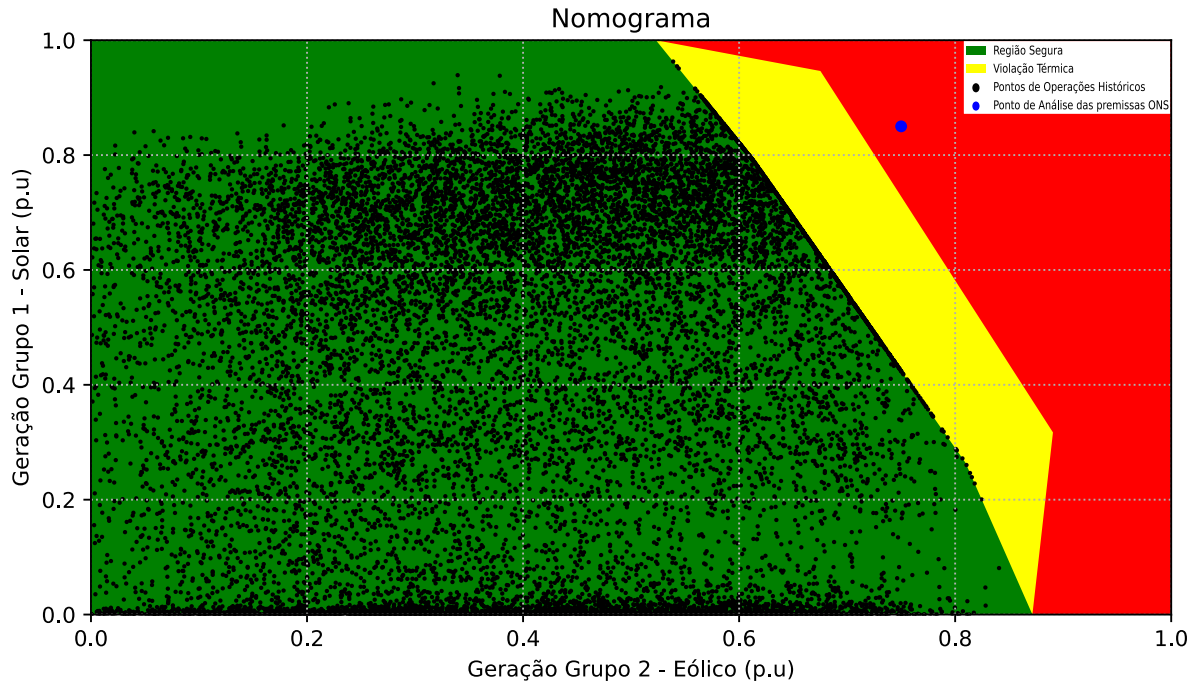


Fonte: Próprio Autor.

Já o Modo Corte Direcionado de Potência, representado na Figura 5.5, foi empregado para ajustar o despacho considerando a tendência natural de variação da geração ao longo do dia. Nesse caso, quando a sobrecarga ocorre em horários em que uma das fontes tende a reduzir sua produção de forma natural como a solar no período da tarde, a metodologia prioriza a redução dessa fonte em vez de limitar a geração de maneira indiscriminada. Esse critério permite um

controle mais estratégico da geração, alinhado ao comportamento dinâmico das fontes renováveis e à realidade operacional do sistema.

Figura 5.5: Restrição pelo Modo Corte Direcionado de Potência.



Fonte: Próprio Autor.

Devido ao grande volume de informações representadas na Figura 5.4 e Figura 5.5, não é possível identificar visualmente, de forma imediata, as diferenças entre os dois modos de restrição adotados. Ambas as representações apresentam uma grande quantidade de pontos, tornando desafiadora a distinção clara dos impactos gerados pelo Modo Corte Mínimo de Potência e pelo Modo Corte Direcionado de Potência diretamente nos gráficos.

Para superar essa limitação, na próxima seção será realizada uma análise detalhada das regiões de segurança obtidas através das funções de diagnóstico de rede abordadas nas seções 4.5.3, 4.5.4 e 4.5.5, destacando as diferenças entre os dois modos e avaliando seus efeitos sobre a operação do sistema. O diagnóstico dessas regiões permitirá compreender melhor as implicações de cada abordagem e seus reflexos sobre o despacho da geração renovável e a segurança do sistema elétrico.

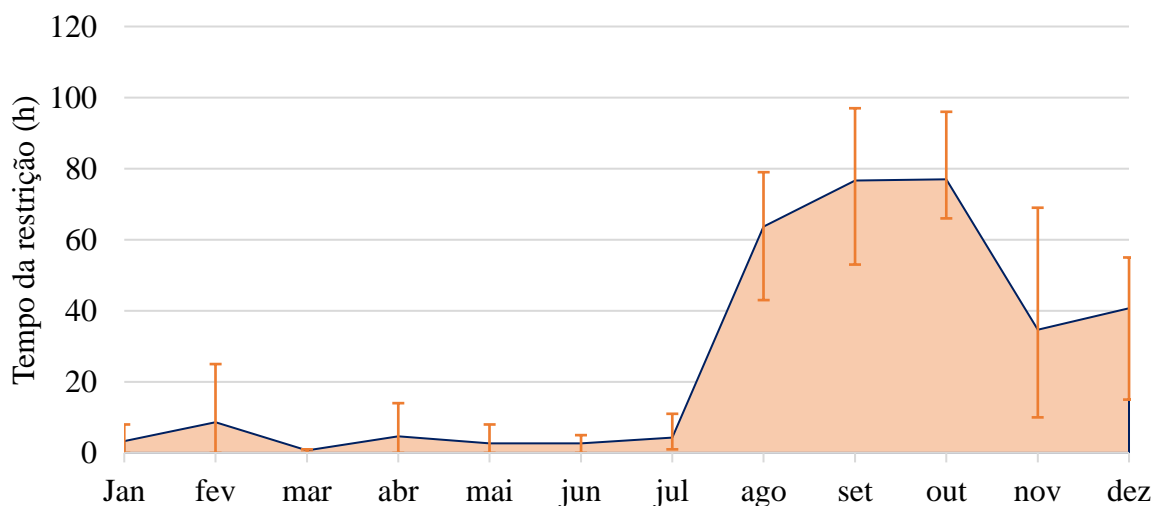
5.2 Execução da Função de cálculo de tempo de exposição do sistema

A execução da função de cálculo de tempo de exposição do sistema, cujos conceitos foram apresentados na Seção 4.5.3, permitiu quantificar o tempo em que a linha de transmissão (LT) 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 permanece sujeita a sobrecarga durante a contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7.

A análise considerou um período de observação entre 6h e 18h, abrangendo um total de 4.380 horas anuais. Dentro desse período, verificou-se que a LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 está exposta à sobrecarga por aproximadamente 322 horas, o que corresponde a 7,3% do tempo. Esse tempo de exposição evidencia a vulnerabilidade do sistema durante a contingência considerada.

O gráfico da Figura 5.6 ilustra a distribuição dessa exposição ao longo do ano, destacando os meses de agosto a novembro como os mais críticos. Esse período coincide com o pico da produção eólica na região, reforçando a importância de estratégias de mitigação para evitar sobrecargas no sistema de transmissão.

Figura 5.6: Tempo de exposição à sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C8 em caso de contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II – Paraíso C7.



Fonte: Próprio Autor.

5.3 Execução da Função de Cálculo do Montante de Geração Restrita (MWh) e Função de Cálculo do Custo da Restrição de Geração (R\$)

A execução da função de cálculo do montante de geração restrita (MWh), conforme descrito na Seção 4.5.4, possibilitou quantificar a energia renovável que precisa ser reduzida para evitar

sobrecargas na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8, durante a contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7. Para essa análise, foram aplicados os dois critérios de controle de restrição: o Modo Corte Mínimo de Potência e o Modo Corte Direcionado de Potência.

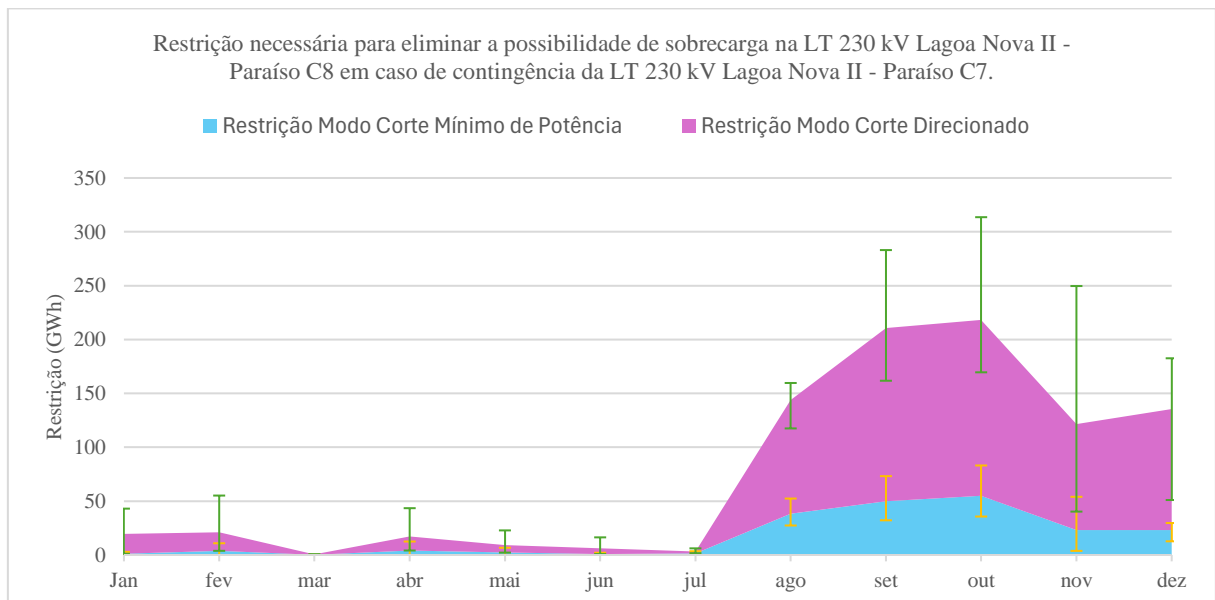
A produção anual estimada das usinas eólicas e solares do Rio Grande do Norte e do Ceará, no intervalo entre 6h e 18h, totaliza aproximadamente 37.333 GWh.

No Modo Corte Mínimo de Potência, o volume de energia renovável que precisa ser restringido para eliminar a possibilidade de sobrecarga é da ordem de 203 GWh, representando 0,54% da produção nesse intervalo de tempo. O custo associado a essa restrição é estimado em R\$ 20,3 milhões anuais, considerando um preço de referência de R\$ 100,00/MWh.

Por outro lado, no Modo Corte Direcionado de Potência, a restrição necessária é significativamente maior, atingindo 703 GWh, o que equivale a 1,88% da produção no período analisado. O custo total dessa redução de geração é estimado em R\$ 70,3 milhões anuais.

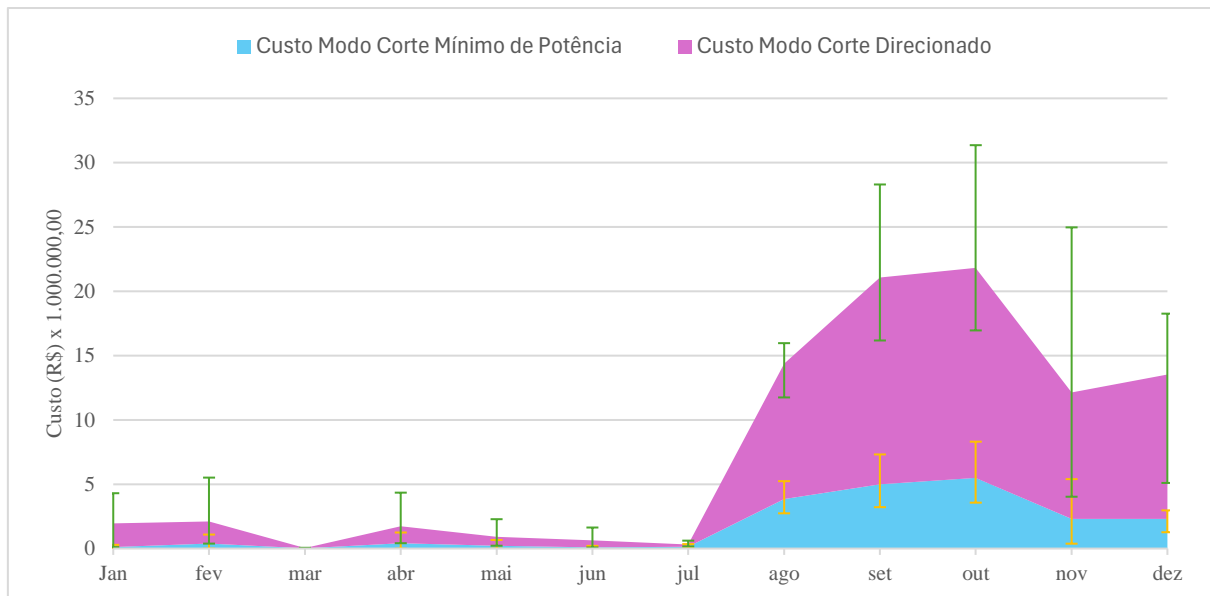
A Figura 5.7 ilustra a distribuição da energia restringida ao longo do ano, enquanto a Figura 5.8 apresenta os custos associados a essa restrição.

Figura 5.7: Restrição necessária em GWh para eliminar a possibilidade de sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 em caso de contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 5.8: Custo da geração “desperdiçada” para eliminar a possibilidade de sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8 em caso de contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7.



Fonte: Próprio Autor.

5.4 Análise dos Resultados

A análise comparativa entre os dois modos de restrição evidencia que a escolha do critério adotado pode impactar significativamente o aproveitamento da energia renovável e a necessidade de cortes na geração. O Modo Corte Mínimo de Potência minimiza os impactos econômicos e energéticos ao reduzir apenas o mínimo necessário para manter a segurança do sistema. Essa abordagem busca evitar desperdícios desnecessários de energia renovável e reduzir custos associados à geração convencional para suprir a restrição.

Por outro lado, o Modo Corte Direcionado de Potência se destaca por sua simplicidade e praticidade na implementação em salas de controle, uma vez que reduz a quantidade de intervenções dos operadores. Esse método pode ser vantajoso em situações em que uma das fontes renováveis naturalmente reduzirá sua geração ao longo do tempo, permitindo que o corte seja realizado de forma previsível e sem impactos técnicos expressivos na operação do sistema.

Tabela 5–2: Comparação das restrições dos dois modos proposto.

Modo	Restrição		
	(h)	(MWh)	R\$ x 1.000.000,00
O Modo Corte Mínimo de Potência	322	203	20,3
Modo Corte Direcionado de Potência	322	703	70,3

Fonte: Próprio Autor.

Esses resultados demonstram a importância de estratégias eficientes de gestão da geração variável no Brasil, especialmente em regiões de alta penetração de energia renovável, onde a restrição pode implicar perdas significativas de energia e custos adicionais ao sistema. Dessa forma, a aplicação de técnicas inteligentes de gestão contribui não apenas para a segurança operacional, mas também para o uso mais eficiente dos recursos energéticos disponíveis.

As informações derivadas desta metodologia fornecem subsídios valiosos para a gestão e o planejamento do sistema elétrico, permitindo uma melhor compreensão dos impactos da geração eólica e solar e facilitando uma tomada de decisão mais informada. A estimativa dos montantes energéticos restritos, os custos associados e os tempos de restrição representam apenas algumas das informações relevantes que podem ser obtidas por meio desta metodologia. Certamente, programas computacionais, incluindo os mencionados neste trabalho e outros similares, podem facilmente integrar essa funcionalidade, promovendo maior precisão e automatização na operação do sistema.

No estudo de caso, constatou-se que apenas 7,3% do tempo existe a possibilidade de haver sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8. É importante ressaltar que essa sobrecarga só ocorrerá caso haja a contingência da LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7 e, ao mesmo tempo, a combinação de geração eólica e solar seja alta o suficiente para causar o problema. Com base nesses resultados, três possibilidades para tomada de decisão podem ser vislumbradas:

- Aceitação do Risco pelo ONS: O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela operação do sistema elétrico brasileiro, poderia assumir o risco da sobrecarga, dado o baixo tempo de exposição e a necessidade de uma combinação específica de geração eólica e solar para que o problema ocorra. No entanto, essa abordagem exigiria regulamentação específica e discussões aprofundadas com o setor elétrico.

- **Restrição da Geração:** A segunda possibilidade consiste em restringir a geração das usinas eólicas e solares da região do Rio Grande do Norte e Ceará em aproximadamente 203 GWh anualmente, o que representa 0,54% da produção dessas usinas no período das 6h às 18h. Essa restrição evitaria a sobrecarga na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8, mas teria um custo estimado de R\$ 20,3 milhões anuais (considerando um valor de R\$ 100,00/MWh), pois a energia precisaria ser substituída por outra fonte possivelmente mais cara.
- **Implementação de um Sistema Especial de Proteção:** A terceira possibilidade envolve o planejamento e a implantação de um Sistema Especial de Proteção, que cortaria automaticamente a geração das usinas eólicas e solares da região em caso de contingência na LT 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C7, evitando sobrecargas e restrições desnecessárias antes da contingência. No entanto, a viabilidade financeira dessa solução precisa ser avaliada, considerando os custos do Sistema Especial de Proteção em comparação aos R\$ 20,3 milhões anuais da restrição.

5.5 Outras Aplicações da Metodologia

A metodologia pode ser aplicada em tempo real na sala de controle, permitindo a identificação antecipada dos horários com potencial de exposição à sobrecarga, como, por exemplo, no dia seguinte. Ao simular uma região de segurança com base na previsão de geração eólica e solar do dia seguinte, é possível identificar os momentos em que o sistema estará vulnerável. Essa análise prévia é de grande importância para os operadores que atuam na sala de controle, permitindo uma melhor preparação e resposta a possíveis contingências.

Outra aplicação dessa metodologia é no planejamento, dimensionamento e operação de sistemas de armazenamento de energia em baterias, com função de transmissão. Com a previsão dos horários propícios à sobrecarga no sistema, é possível planejar com antecedência os horários de carregamento e descarregamento dessas baterias, otimizando sua utilização e garantindo a estabilidade do sistema elétrico.

Esses resultados e possibilidades destacam os benefícios significativos que a metodologia traz para o setor elétrico e os consumidores em geral. Ao considerar a correlação entre os despachos de geração eólica e solar, é possível explorar de forma mais eficiente o potencial dessas fontes de energia, garantindo uma tomada de decisão mais assertiva e a segurança operacional da malha de transmissão.

CAPÍTULO 6

CONCLUSÕES

A crescente penetração de fontes de energia renovável no Sistema Interligado Nacional (SIN) impõe desafios significativos ao planejamento e à operação da rede de transmissão. A variabilidade da geração eólica e solar exige novas abordagens analíticas para avaliar os impactos sobre o sistema elétrico, especialmente no que tange à confiabilidade e segurança operativa. Diante desse cenário, a metodologia proposta neste trabalho demonstrou-se uma ferramenta eficaz para a avaliação desses impactos, proporcionando uma análise abrangente dos riscos associados à integração dessas fontes no SIN.

Ao combinar simulações de regiões de segurança com dados históricos de fatores de capacidade das usinas eólicas e solares, a abordagem adotada permitiu uma visão aprofundada do comportamento da rede de transmissão em diferentes condições operacionais. Essa perspectiva diferenciada é essencial para sistemas com geração variável, pois permite não apenas avaliar as limitações da rede sob diferentes cenários, mas também quantificar o impacto real das variações na geração sobre as condições de carregamento das linhas de transmissão.

6.1 Resultados e Benefícios da Metodologia

Os estudos de fluxo de potência realizados por meio da metodologia proposta forneceram uma visão detalhada e abrangente dos pontos críticos e das condições operacionais da rede de transmissão. Diferentemente das abordagens convencionais, que frequentemente se limitam à análise de um ponto específico de operação, a metodologia aqui desenvolvida permite avaliar de maneira mais realista o impacto da variabilidade da geração renovável ao longo do tempo.

A integração de dados históricos de geração eólica e solar na construção das regiões de segurança revelou-se uma estratégia eficiente para representar graficamente as condições operacionais da rede. Essa representação gráfica é particularmente útil na identificação dos períodos mais críticos de sobrecarga, além de possibilitar uma quantificação mais precisa dos riscos envolvidos. O uso dessa abordagem auxilia diretamente a tomada de decisões tanto no nível operacional quanto no planejamento de médio e longo prazo, permitindo a antecipação de eventuais problemas e a implementação de medidas mitigadoras adequadas.

Além disso, a metodologia contribuiu para uma melhor caracterização da complementaridade entre as fontes eólica e solar, permitindo uma avaliação mais precisa dos impactos combinados dessas tecnologias sobre a rede de transmissão. A identificação de períodos em que a geração

dessas fontes atinge simultaneamente valores elevados fornece subsídios importantes para a definição de políticas operacionais e de planejamento.

Os principais benefícios da metodologia podem ser sintetizados nos seguintes aspectos:

- **Diagnóstico Operacional Aprofundado:** A combinação de regiões de segurança com dados históricos de geração permitiu a identificação de condições críticas da rede, fornecendo informações valiosas para operadores e planejadores do sistema elétrico.
- **Análise Realista da Complementaridade:** A metodologia demonstrou que a complementaridade entre geração eólica e solar pode mitigar ou intensificar restrições operativas, dependendo das condições da rede.
- **Redução do *Curtailement*:** A abordagem possibilitou a formulação de estratégias de mitigação de restrições operativas, reduzindo a necessidade de cortes de geração (*curtailment*) e maximizando o aproveitamento da energia renovável.
- **Suporte à Tomada de Decisão:** Os resultados fornecem subsídios para aprimorar a operação do SIN e permitir um despacho mais eficiente das fontes renováveis, considerando sua variabilidade e impactos na estabilidade do sistema.

6.2 Estudo de Caso: Rio Grande do Norte e Ceará

Para validar a eficácia da metodologia proposta, foi realizado um estudo de caso nos estados do Rio Grande do Norte e Ceará, duas das principais regiões produtoras de energia eólica e solar do Brasil. A análise focou no impacto da geração dessas fontes sobre a linha de transmissão de 230 kV Lagoa Nova II - Paraíso C8, especialmente no cenário de contingência da linha paralela Lagoa Nova II - Paraíso C7.

Os resultados indicaram que, mesmo em condições de contingência, não há uma exposição significativa à sobrecarga ao longo do ano. No entanto, foi identificado que a linha C8 poderia operar acima de seus limites em determinados períodos, totalizando aproximadamente 322 horas anuais de sobrecarga – o equivalente a 7,3% do tempo.

Embora esse percentual possa parecer relativamente baixo, o fato de a sobrecarga ocorrer em uma época específica do ano, entre agosto e dezembro, levanta preocupações quanto à segurança operacional da rede. Durante esse período, a combinação de alta geração solar e eólica pode criar condições de carregamento elevado nas linhas de transmissão.

Esses resultados podem abrir discursões referentes à adoção de medidas mitigadoras. Como por exemplo:

1. **Aceitação do Risco** – Uma abordagem possível seria assumir o risco da sobrecarga, considerando que a exposição é limitada a um curto intervalo de tempo e depende de uma combinação específica de condições operacionais. Embora essa opção possa ser viável em alguns contextos, ela exige um monitoramento contínuo da rede e a adoção de medidas de contingência para evitar impactos mais severos.
2. **Restrição de Geração** – Outra alternativa seria implementar restrições na geração das usinas eólicas e solares da região, limitando sua produção nos períodos críticos para evitar sobrecargas na rede. Essa medida reduziria em aproximadamente 0,54% a produção anual dessas usinas, representando um custo associado de R\$ 20,3 milhões anuais. Apesar da eficácia dessa solução na redução do risco de sobrecarga, o impacto econômico sobre os geradores precisa ser cuidadosamente avaliado.
3. **Sistema de Proteção Automático** – Uma terceira opção seria o desenvolvimento de um Sistema Especial de Proteção para atuar automaticamente em caso de contingência, desconectando parte da geração necessária para evitar sobrecargas. Essa solução permitiria manter a operação do sistema sem a necessidade de restrições prévias, garantindo maior flexibilidade e segurança.

Dessa forma, a aplicação da metodologia proposta a um estudo de caso real, envolvendo os estados do Rio Grande do Norte e Ceará, confirmou a efetividade do modelo na avaliação da segurança do sistema elétrico em cenários de alta penetração renovável.

Os resultados indicaram que:

- Em momentos de alta geração eólica e solar combinadas, ocorrem riscos de sobrecarga na malha de transmissão, exigindo ações de controle.
- A aplicação do algoritmo de mitigação mostrou que é possível reduzir os impactos da variabilidade renovável com ajustes estratégicos no despacho da geração, minimizando cortes desnecessários.
- A modelagem baseada em dados históricos refletiu de forma mais realista os padrões de variabilidade e complementaridade, garantindo maior aderência à operação real do sistema.
- A exposição do impacto econômico e do tempo de exposição de determinado equipamento, abre discussões relevantes sobre a aceitação de risco de sobrecarga em equipamento do sistema elétrico. Essas análises permitem avaliar até que ponto o sistema pode operar sob determinadas condições antes que medidas corretivas sejam

necessárias, influenciando diretamente decisões de planejamento, operação e formulação de políticas regulatórias.

Estes resultados reforçam a importância de considerar a dinâmica temporal da geração renovável nos estudos de fluxo de potência, fornecendo informações essenciais para aprimorar as metodologias utilizadas pelo ONS.

6.3 Outras Aplicações e Potencial da Metodologia

A metodologia desenvolvida apresenta um vasto potencial de aplicação, tanto para a operação em tempo real quanto para o planejamento de médio e longo prazo do SIN. Na operação em tempo real, permite uma identificação mais precisa de possíveis exposições à sobrecarga, auxiliando os operadores na adoção de medidas preventivas e na resposta a eventos adversos.

No planejamento, a metodologia pode ser utilizada para otimizar o dimensionamento e a operação de sistemas de armazenamento de energia, como baterias. Ao identificar os períodos críticos de sobrecarga, é possível determinar com maior precisão onde e quando esses sistemas podem ser utilizados para aliviar a rede, maximizando sua eficiência e garantindo a estabilidade do sistema elétrico.

Os resultados fornecem subsídios para a formulação de políticas públicas e regulamentações, auxiliando a ANEEL na definição de regras para a gestão do *curtailment* e incentivos à flexibilização do despacho renovável.

Além disso, a metodologia pode ser integrada a ferramentas computacionais utilizadas no setor elétrico, possibilitando a incorporação de análises mais sofisticadas nos processos de tomada de decisão. Isso pode trazer benefícios significativos tanto para operadores do sistema quanto para planejadores e reguladores, contribuindo para uma maior eficiência e confiabilidade na operação do SIN.

Dessa forma, a flexibilidade da abordagem proposta permite sua aplicação em diferentes contextos do setor elétrico, contribuindo para o desenvolvimento de uma operação mais segura, eficiente e sustentável.

6.4 Trabalhos Futuros e Possíveis Aprimoramentos

Embora a metodologia proposta nesta dissertação tenha se mostrado eficaz na avaliação da segurança operativa do sistema elétrico considerando a complementariedade entre fontes

renováveis e a análise de dados históricos, existem oportunidades relevantes para aprimoramentos e expansões futuras.

Um dos aprimoramentos mais significativos consiste na incorporação da variação da carga ao longo do tempo. A metodologia atual considera a rede elétrica sob uma condição fixa de carga, o que pode limitar a análise em cenários com forte oscilação da demanda, como nas transições de ponta ou em períodos sazonais. A introdução de cenários dinâmicos de carga horária, diária e sazonal permitiria uma avaliação mais realista da segurança operativa, ampliando o potencial de diagnóstico da metodologia e aumentando sua aderência às condições reais do SIN.

Além disso, destacam-se os seguintes caminhos para evolução do trabalho:

- **Avaliação de diferentes estratégias de despacho das fontes convencionais** (hidrelétricas e térmicas), incorporando cenários mais flexíveis e realistas;
- **Ampliação geográfica da aplicação da metodologia**, com estudos de caso em outras regiões do SIN, com diferentes perfis de geração renovável e topologia de rede;
- **Incorporação de tecnologias emergentes**, como sistemas de armazenamento de energia e resposta da demanda, como mecanismos complementares de mitigação;
- **Desenvolvimento de uma interface gráfica** para facilitar a visualização dos resultados e tomada de decisão por parte dos operadores e planejadores do sistema.

Esses aprimoramentos têm potencial para transformar a metodologia desenvolvida em uma ferramenta ainda mais robusta e aplicável a diferentes contextos do setor elétrico brasileiro, contribuindo para a transição energética e para a operação segura e eficiente do sistema.

6.5 Contribuições e Considerações Finais

Esta dissertação contribuiu para o avanço da análise de segurança operativa em sistemas elétricos com alta penetração renovável, propondo uma metodologia que integra dados históricos com regiões de segurança para fornecer um diagnóstico mais preciso dos impactos operacionais da geração eólica e solar.

Entre as principais contribuições destacam-se:

- Desenvolvimento de uma nova abordagem para análise de fluxo de potência, considerando a complementaridade renovável e seus impactos operativos.

- Implementação de um algoritmo de diagnóstico de rede, permitindo a identificação de cenários críticos e ações corretivas para minimizar restrições operativas.
- Geração de subsídios para aprimoramento das metodologias utilizadas pelo ONS, reforçando a importância de incorporar dados históricos e correlação temporal na modelagem da geração renovável.
- Fornecimento de informações estratégicas para regulamentação e planejamento elétrico, auxiliando a ANEEL e demais órgãos reguladores na formulação de diretrizes para a gestão da geração variável.

Dessa forma, a pesquisa contribui diretamente para o aprimoramento dos métodos de operação e planejamento do SIN, fornecendo uma base sólida para a integração eficiente de fontes renováveis na matriz energética brasileira. Com a evolução do setor elétrico e a transição para um sistema cada vez mais dependente de geração renovável, as metodologias desenvolvidas neste trabalho têm potencial para serem amplamente aplicadas no futuro, auxiliando o Brasil na busca por uma operação elétrica mais segura, confiável e sustentável.

REFERÊNCIA

AIEN, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; RASHIDINEJAD, M. A Probabilistic Optimal Power Flow Approach Considering Correlation of Uncertain Variables. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 1, p. 130–138, jan. 2014. DOI: 10.1109/TSG.2013.2293352.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Relatório Técnico - *Constrained-off* de Centrais Geradoras Fotovoltaicas. Brasília: Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, 2022.

ALVEZ, C. A.; MOURA, R. S.; LEAL, G. N.; AVILA, G. A.; SILVA, V. G. Metodologia para gerenciamento de risco econômico em sistemas de potência que integram geração renovável. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS – SBSE 2022, 9., 2022, Curitiba. Anais [...]. Curitiba: SBA, 2022. DOI: 10.20906/sbse.v2i1.2945.

BAZIAR, A.; BO, R.; GHOTBABADI, M. D.; VEISI, M.; REHMAN, W. U. Evolutionary Algorithm-Based Adaptive Robust Optimization for AC Security Constrained Unit Commitment Considering Renewable Energy Sources and Shunt FACTS Devices. *IEEE Access*, v. 9, p. 123575–123586, 2021. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3108763.

CORREIA, T. B.; CORREIA, P. B.; PORTO, N. A.; VAZQUEZ, M. Sistemas de Energia do Futuro: Soluções Regulatórias para Redução ou Limitação da Geração na Operação de Tempo Real. Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável – GIZ, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, 2020.

DENG, X.; et al. Probabilistic load flow method considering large-scale wind power integration. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, v. 7, n. 4, p. 813–825, 2019. DOI: 10.1007/s40565-019-0502-0.

HASSAN, M. H.; MOHAMED, E. M.; KAMEL, S.; ARDJOUN, S. A. E. M. Stochastic Optimal Power Flow Integrating With Renewable Energy Resources and V2G Uncertainty Considering Time-Varying Demand: Hybrid GTO-MRFO Algorithm. *IEEE Access*, 2024. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3425754.

HUO, C.; CHENG, P.; PENG, C.; RONG, X.; DUAN, N.; YANG, S. Dynamic Security Region Evaluation Considering the Uncertainty of Renewable Energy. *IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, 2023. IEEE, 2023. DOI: 10.1109/iSPEC58282.2023.10402968.

JARDIM, J. L.; NETO, C. S.; KWASNICKI, W. T. Design features of a dynamic security assessment system. In: ISSSTA 2004, Sydney, 30 Aug. – 2 Sep. 2004. IEEE, 2004. DOI: 10.1109/ISSSTA.2004.1371288.

JARDIM, J. L.; NETO, C. S.; SANTOS, A. Brazilian System Operator Online Security Assessment System. In: IEEE PES General Meeting, 2006.

LAUTERT, R. R.; CANHA, L. N.; TIEPOLO, G. M.; URBANETZ, J. J. Gerenciamento eficiente da produção de energia elétrica: desafios para redução do corte de geração de energia das fontes renováveis. *Revista Brasileira de Energia*, v. 26, n. 1, p. 45–55, 2020. DOI: 10.47168/rbe.v26i1.562.

MAIHEMUTI, S.; WU, Z.; WANG, J.; LI, X. Dynamic Security and Stability Region Under Different Renewable Energy Permeability in IENGs System. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 9, p. 19800–19817, 2021. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.3049236.

MONTEIRO, M. R. Análise de segurança operativa e controle de tensão considerando a variabilidade de fontes renováveis. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, 2017.

MOREIRA, T. G.; PASSOS FILHO, J. A.; PEREIRA, J. L. R.; MELO, I. D. Avaliação da região de segurança estática de sistemas elétricos de potência: uma abordagem utilizando linearizações sucessivas. In: Congresso da Sociedade Brasileira de Automática (SBA), 2019.

NASCIMENTO, E. J. S. Planejamento e dimensionamento de usinas híbridas eólico-solares conectadas ao SIN. 2023. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2023.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Orientações para os Estudos de Acesso nas Regiões Norte/Nordeste. Relatório técnico, ONS, 2023.

PEREIRA, T. R. B.; MILHORANCE, A.; LEITE DA SILVA, A. M. Estimativa de riscos em redes elétricas considerando fontes renováveis e contingências de geração e transmissão via fluxo de potência probabilístico. In: XVI Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI) e X Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2023, Rio de Janeiro, p. 1928–1933. DOI: 10.20906/SBAI-SBSE-2023/4072.

RIBEIRO, D.; MILHORANCE, A. Avaliação probabilística de impacto de acesso de geradores renováveis ao sistema de transmissão. 2024. Artigo apresentado na Sociedade Brasileira de Automática – SBA, Rio de Janeiro, 2024.

SANTANA, L. B. Avaliação do impacto da inserção de energias renováveis na reserva operativa. 2023. 134 f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2023.

SILVA, A. V. R. N. da. Abordagem híbrida determinística e estocástica para quantificação de *constrained-off* futuro para fontes renováveis. 2024. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2024.

TIAN, Z.; SUN, M.; LIU, S.; WANG, C. Security region-based time series production simulation of renewable energy power grids. In: 2023 8th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE). IEEE, 2023. DOI: 10.1109/ACPEE56931.2023.10135685.

YU, Y.; ROSEHART, W. An Optimal Power Flow Algorithm to Achieve Robust Operation Considering Load and Renewable Generation Uncertainties. IEEE Transactions on Power Systems, v. 27, n. 2, p. 1009–1017, 2012. DOI: 10.1109/TPWRS.2011.2178102.

CEPEL. Programa de Análise de Redes V11.06.02. Manual do Usuário. [S.l.]. 2022.

DIAS, P.V.S; FILHO, M. Q. S.; SOARES, R. A. Uma Nova Metodologia de Estudo de Fluxo de Potência que Incorpora Características de Complementariedade entre Diferentes Fontes de Energia”. Brazil Windpower Papers, Categoria 1, Análise de Recursos do Vento, p. 2-12, 2023.

DIAS, P.V.S; FILHO, M. Q. S.; NEVES, W.S. A. Desenvolvimento de uma Metodologia Inovadora Integrando Complementaridade entre Fontes Energéticas e Ciência de Dados na Análise de Fluxo de Potência. XXV Congresso Brasileiro de Automática, Rio de Janeiro, 2024.

ONS. Portal de Dados Abertos. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/>>. Acesso em: 27 maio 2024.

ONS. PLANEJAMENTO ELÉTRICO. AVALIAÇÃO TÉCNICA DO ACESSO E CONTRATAÇÃO DO MUST. Disponível em: <<https://sintgre.ons.org.br/sites/8/42/58/paginas/servicos/historico-de-produtos.aspx?produto=>>>. Acesso em: 27 maio 2024.

HPPA. High Performance Power Systems Applications. Products. Disponível em: <<https://www.hppa.com.br/>>. Acesso em: 27 maio 2024.

CEPEL. ANAREDE: Análise de sistemas elétricos de potência em regime permanente. Disponível em: <<https://www.cepel.br/produtos/anared-2/>>. Acesso em: 27 maio 2024.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de julho de 2022**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>. Acesso em: 20/02/2025.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa ANEEL nº 1.073, de 12 de setembro de 2023**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231073.pdf>. Acesso em: 20/02/2025.

JASTALE, L. E. P. Estudo e Análise do Despacho Econômico de Unidades Generatoras associado ao Fluxo de Carga. Final Project (Electrical Engineering Degree), Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Paraná, 2020.

ANEEL. **Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 01/2022**. Tema: Aperfeiçoamento da Valoração de Geração Não Realizada por Constrained-Off. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel>. Acesso em: 20 mar. 2025.

EMBER. **Global Electricity Review 2023**. Ember Climate, 2023. Disponível em: <https://ember-climate.org>. Acesso em: 20 mar. 2025.

GIZ; ANEEL. **Soluções Regulatórias para Redução ou Limitação da Geração na Operação de Tempo Real**. Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável. Brasília: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit – GIZ, 2020.

MIRANDA, L. M. P.; SILVA, M. F. B.; GUSMÃO, C. A. D. **Avaliação Econômica de Cortes de Geração de Fontes Renováveis Variáveis no SIN**. In: Anais do XXVII SNPTEE, Brasília, 2020.

MONTEIRO, M. R. **Análise de Segurança Operativa e Controle de Tensão Considerando a Intermittência de Fontes Renováveis**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2017.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Relatório de Análise de Perturbação – RAP ONS 00012/2023**. Evento de 15 de agosto de 2023. Rio de Janeiro, 2023a.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Procedimentos de Rede: Submódulo 7.7 – Geração Não Realizada por Constrained-Off**. Rio de Janeiro: ONS, 2023b. Disponível em: <https://www.ons.org.br>. Acesso em: 20 mar. 2025.

SOUZA, F. L.; PEREIRA, A. P.; BARROS, T. V. **Avaliação Operacional da Integração de Fontes Renováveis Variáveis no SIN**. Revista Brasileira de Energia, v. 27, n. 2, p. 87–102, 2021.

Carpe Vie Engenharia 2025. Disponível em: <https://carpevie.com/>. Acesso em: 26 mar. 2025.