



RIO

PUC

Dissertação de Mestrado

Avaliação de Risco e de Corte Esperado de Geração no Acesso de Geradores Renováveis ao Sistema de Transmissão

Gabriel dos Santos Vieira Nascimento

Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro
Centro Técnico Científico
Departamento de Engenharia Elétrica

Rio de Janeiro, 26 de setembro de 2025



Pontifícia
Universidade
Católica do
Rio de Janeiro

Dissertação de Mestrado

Avaliação de Risco e de Corte Esperado de Geração no Acesso de Geradores Renováveis ao Sistema de Transmissão

Gabriel dos Santos Vieira Nascimento

Orientação: Professor André Milhorange de Castro

Dissertação apresentada como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em engenharia elétrica pelo programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, no Departamento de Engenharia Elétrica

Rio de Janeiro, 26 de setembro de 2025



Pontifícia
Universidade
Católica do
Rio de Janeiro

Avaliação de Risco e de Corte Esperado de Geração no Acesso de Geradores Renováveis ao Sistema de Transmissão

Gabriel dos Santos Vieira Nascimento

Dissertação apresentada como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em engenharia elétrica. Aprovada pela Comissão examinadora abaixo:

Prof. André Milhorange de Castro

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. João Guilherme de Carvalho Costa

Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI)

Prof. José Filho da Costa Castro

Universidade Federal de Pernambuco (UFPE)

Rio de Janeiro, 26 de setembro de 2025



Pontifícia
Universidade
Católica do
Rio de Janeiro

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial, do trabalho é proibida sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

Gabriel dos Santos Vieira Nascimento

Graduou-se em engenharia elétrica pela Universidade Federal Fluminense. Atualmente trabalha como engenheiro de sistemas de engenharia para a operação no Operador Nacional do Sistema Elétrica (ONS).

Ficha Catalográfica

Nascimento, Gabriel dos Santos Vieira

Avaliação de risco e de corte esperado de geração no acesso de geradores renováveis ao sistema de transmissão / Gabriel dos Santos Vieira Nascimento; orientador: André Milhorange de Castro. – 2025.

87 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2025.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Análise de risco. 3. Corte de geração renovável. 4. Fluxo de potência probabilístico. 5. Geração renovável. 6. Simulação Monte Carlo. I. Castro, André Milhorange de. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Agradeço inicialmente à minha esposa, Maria Eduarda, pelo apoio e compreensão durante esta etapa da minha vida.

Agradeço ao meu pai e minha mãe, cujo apoio e criação me permitiram chegar até aqui. Agradeço ao meu irmão, por ser um companheiro ao longo de toda a vida.

Ao meu orientador, André Milhorange, o meu muito obrigado. Seus conhecimentos, tanto técnico quanto didático, foram essenciais para guiar meu caminho até aqui. Agradeço também aos demais professores do programa de pós-graduação da PUC-Rio, pelas aulas esplêndidas ao longo desses períodos.

Um agradecimento aos meus companheiros de equipe da gerência de tecnologia dos sistemas de operação, no ONS. A convivência diária tornou este momento mais leve e os conhecimentos absorvidos foram de extrema valia. Estendo o agradecimento aos demais colegas do ONS que, de alguma forma, contribuíram na minha caminhada.

Por fim, agradeço ao CNPq e à PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ser realizado.

O presente trabalho foi realizado com o apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Dos Santos Vieira Nascimento, Gabriel; de Castro, André Milhorange. **Avaliação de Risco e de Corte Esperado de Geração no Acesso de Geradores Renováveis ao Sistema de Transmissão**. Rio de Janeiro, 2025. 87p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

O crescimento rápido e expressivo do uso de fontes renováveis variáveis na geração de energia elétrica em todo o mundo impõe novos desafios aos agentes responsáveis pela operação, planejamento e regulação do setor. Um dos principais entraves está na integração de novas usinas em regiões com elevado potencial energético, mas cuja infraestrutura de transmissão é insuficiente para acomodar o ritmo das novas conexões.

Esta dissertação apresenta uma metodologia para avaliar, de forma probabilística, os riscos associados ao acesso de novas usinas renováveis ao sistema de transmissão. O foco principal é estimar o impacto esperado no corte por restrição de geração dessas novas plantas. A abordagem utiliza uma ferramenta de fluxo de potência probabilístico, baseada em simulação de Monte Carlo pseudossequencial. A metodologia considera as incertezas relacionadas à carga, à geração renovável e às possíveis contingências de equipamentos. Para ilustrar a aplicação do método, foi realizado um estudo de caso usando o sistema IEEE RTS de 24 barras, considerando a conexão de usinas eólicas e fotovoltaicas.

Palavras-chave

Análise de risco; corte de geração renovável; fluxo de potência probabilístico; geração renovável; simulação Monte Carlo.

Abstract

Dos Santos Vieira Nascimento, Gabriel; de Castro, André Milhorange (Advisor). **Risk Assessment and Expected Generation Curtailment in Renewable Generator Access to the Transmission System.** Rio de Janeiro, 2025. 87p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The rapid and significant growth in the use of variable renewable sources in electricity generation worldwide poses new challenges for those responsible for the operation, planning, and regulation of the sector. One of the main obstacles is the integration of new power plants in regions with high energy potential, but whose transmission infrastructure is insufficient to accommodate the pace of new connections.

This dissertation presents a methodology for probabilistically assessing the risks associated with the access of new renewable power plants to the transmission system. The main focus is to estimate the expected impact on the generation restriction cut of these new plants. The approach uses a probabilistic power flow tool based on pseudo-sequential Monte Carlo simulation. The methodology considers uncertainties related to load, renewable generation, and possible equipment contingencies. To illustrate the application of the method, a case study was conducted using the 24-bus IEEE RTS system, considering the connection of wind and photovoltaic plants.

Keywords

Monte Carlo simulation; probabilistic power flow; renewable generation; renewable generation curtailment; risk analysis.

Sumário

Resumo	2
Abstract	3
1 Introdução	10
1.1. Considerações iniciais	10
1.2. Desenvolvimento histórico	12
1.2.1. Evolução das gerações renováveis e a avaliação de acesso de usinas ao sistema de transmissão	12
1.2.2. Corte de geração renovável	15
1.2.3. Fluxo de potência probabilístico	17
1.3. Objetivos da dissertação	20
1.4. Estrutura da dissertação	21
2 Acesso de usinas ao sistema de transmissão: protocolo e restrição de geração	22
2.1. Considerações iniciais	22
2.2. Processo de acesso no Reino Unido	22
2.3. Processo de acesso nos Estados Unidos	23
2.3.1. Estudo de viabilidade	24
2.3.2. Estudo de impacto no sistema	24
2.3.3. Estudo de instalações	25
2.4. Processo de acesso no Brasil	25
2.4.1. Parecer de acesso	27
2.4.2. Assinatura de contratos	28
2.4.3. Obtenção de outorga	28
2.4.4. Entrada em operação	29
2.4.5. Análise do impacto do acesso de usinas no sistema de transmissão	30
2.5. Processo de corte de geração renovável	32
2.6. Considerações finais	34
3 Metodologia probabilística de avaliação de risco e corte esperado de geração no acesso de usinas renováveis	36
3.1. Considerações iniciais	36

3.2.	Fluxo de potência probabilístico	36
3.3.	Simulação Monte Carlo	38
3.4.	Metodologia proposta	41
3.4.1.	Fluxo de potência DC com perdas	43
3.4.2.	Fluxo de potência ótimo DC	45
3.4.3.	Modelagem da incerteza da carga	47
3.4.4.	Modelagem das indisponibilidades de geração e transmissão	47
3.4.5.	Despacho de geração	48
3.4.6.	Modelagem da geração eólica	49
3.4.7.	Modelagem da geração solar	50
3.5.	Considerações finais	50
4	Simulações e resultados	51
4.1	Considerações iniciais	51
4.2	Sistema teste – IEEE RTS 79	52
4.3	Estudo de caso	55
4.3.1.	Caso base	55
4.3.2.	Estudo dos acessantes	56
4.3.2.1.	Primeiro acesso: Usina eólica #01	57
4.3.2.2.	Segundo acesso: Usina eólica #02	59
4.3.2.3.	Terceiro acesso: Usina solar #01	65
4.4	Considerações finais	68
5	Conclusões	70
5.1	Trabalhos futuros	71
6	Referências	72

Lista de figuras

Figura 1-1 Evolução do percentual da geração renovável potencial restrita [4].	17
Figura 2-1 Evolução das restrições no ano de 2023 discretizadas por mês em % do potencial de geração [4].	33
Figura 2-2 Evolução das restrições no ano de 2024 discretizadas por mês em % do potencial de geração [4].	34
Figura 3-1 Curva da banheira típica.	48
Figura 4-1 Diagrama unifilar do sistema IEEE RTS 79.	52
Figura 4-2 Conexão da Usina Eólica #01 no sistema elétrico.	58
Figura 4-3 Conexão da Usina Eólica #02 no sistema elétrico.	60
Figura 4-4 Histograma dos fluxos do ramo 16 – 17 sob Critério 1 para o pior mês (fevereiro) no caso aprovado de 40% da potência máxima.	61
Figura 4-5 Histograma dos fluxos do ramo 16 – 17 sob Critério 2 para o pior mês (fevereiro) no caso aprovado de 80% da potência máxima.	63
Figura 4-6 Conexão da Usina Fotovoltaica #01 no sistema elétrico.	65
Figura 4-7 FP da barra 17 para a 16 pré conexão da Usina Fotovoltaica #01.	66
Figura 4-8 FP da barra 17 para a 16 pós conexão da Usina Fotovoltaica #01.	67

Lista de tabelas

Tabela 4-1 – Carga pico por barra no sistema IEEE RTS 79 24 barras.	53
Tabela 4-2 – Dados dos aerogeradores.	54
Tabela 4-3 – Fator de capacidade médio mensal (%) eólico para um ano.	54
Tabela 4-4 – Fator de capacidade médio mensal (%) solar para um ano.	54
Tabela 4-5 – Probabilidade (%) de sobrecarga nos ramos para o caso base.	56
Tabela 4-6 – Número de iterações e tempos computacionais para a simulação do caso base.	56
Tabela 4-7 – Probabilidade (%) de sobrecarga nos ramos com a Usina Eólica #01 fixa em 100% da capacidade máxima.	58
Tabela 4-8 – Número de iterações e tempos computacionais para a simulação com a Usina Eólica #01 em 100% da capacidade máxima.	58
Tabela 4-9 – Probabilidade (%) de corte de geração na Usina Eólica #01 no Critério 1.	58
Tabela 4-10 – Probabilidade (%) de sobrecarga nos ramos com a Usina Eólica #01 gerando a partir das séries de vento (C2).	59
Tabela 4-11 – Probabilidade (%) de sobrecarga no ramo 16 – 17 para as configurações analisadas no Critério 1.	60
Tabela 4-12 – Probabilidade (%) de corte de geração na Usina Eólica #02 para as configurações analisadas no Critério 1.	61
Tabela 4-13 – Corte de geração esperado (MW) na Usina Eólica #02 para as configurações analisadas no Critério 1.	62
Tabela 4-14 – Probabilidade (%) de sobrecarga no ramo 16 – 17 para as configurações analisadas no Critério 2.	62
Tabela 4-15 – Probabilidade (%) de corte de geração na Usina Eólica #02 para as configurações analisadas no Critério 2.	62
Tabela 4-16 – Corte de geração esperado (MW) na Usina Eólica #02 para as configurações analisadas no Critério 2.	63
Tabela 4-17 – Coeficientes de variação (%) para as probabilidades de sobrecarga no ramo 16 – 17 nas análises pelo Critério 1 (C1) e Critério 2 (C2).	64
Tabela 4-18 – Número de iterações e tempos computacionais para a simulação com a Usina Eólica #02 fixa em 40% da capacidade máxima no Critério 1.	64

Tabela 4-19 – Número de iterações e tempos computacionais para a simulação com a Usina Eólica #02 limitada a 80% da sua capacidade instalada no Critério 2.	64
Tabela 4-20 – Probabilidade (%) de sobrecarga no ramo 16 – 17 para a Usina Eólica #02, pelo Critério 2, em 100% da capacidade, considerando reforço entre as barras 16 e 17.	65
Tabela 4-21 – Probabilidade (%) de sobrecarga no ramo 16 - 17 para os critérios da conexão da Usina Fotovoltaica #01.	66
Tabela 4-22 – Probabilidade (%) de corte de geração na Usina Eólica #02 para as configurações da Usina Fotovoltaica #01.	67
Tabela 4-23 – Corte de geração esperado (MW) na Usina Eólica #02 para as configurações da Usina Fotovoltaica #01.	67
Tabela 4-24 – Probabilidade (%) de corte de geração na Usina Fotovoltaica #01.	67
Tabela 4-25 – Número de iterações e tempos computacionais para a simulação com a Usina Fotovoltaica #01 em 100% da capacidade máxima (C1).	68
Tabela 4-26 – Número de iterações e tempos computacionais para a simulação com a Usina Fotovoltaica #01 variando com a séries (C2).	68

Lista de abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCT	Contrato de Conexão à Transmissão
CP	Consulta Pública
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUA	Estados Unidos da América
fdp	Funções de Densidade de Probabilidade
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commision</i>
FOR	<i>Forced Outage Rate</i>
FP	Fluxo de Potência
FPDC	Fluxo de Potência Linearizado
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPODC	Fluxo de Potência Ótimo Linearizado
FPP	Fluxo de Potência Probabilístico
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Eletronic Engineers</i>
ISO	<i>Independent System Operator</i>
MMGD	Mini e Micro Geração Distribuída
MME	Ministério de Minas e Energia
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
NGESO	<i>National Grid Electricity System Operator</i>
OFGEM	<i>Office of Gas and Eletricity Markets</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PA	Parecer de Acesso
PAR/PEL	Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN
RTS	<i>Reliability Test System</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação Monte Carlo

1

Introdução

1.1.

Considerações iniciais

A expansão acelerada da integração de fontes renováveis variáveis, especialmente eólica e solar [1], tem imposto desafios significativos à conexão dessas usinas ao sistema de transmissão. A concentração de centrais em regiões com alto potencial energético, aliada à dificuldade de expansão da rede de transmissão no mesmo ritmo, pode resultar em limitações operacionais conhecidas como escassez de margem de transmissão. Essa margem corresponde à quantidade máxima de potência ativa adicional que uma região elétrica pode escoar sem violar critérios de segurança [2, 3].

O aumento significativo no número de solicitações de conexão em áreas com margens de transmissão esgotadas tem contribuído para a formação de filas de projetos, limitando o acesso de novos geradores, restringindo oportunidades de investimento no mercado de geração e adicionando complexidades ao planejamento do sistema elétrico. Como consequência, têm sido intensificados os debates sobre a necessidade de reformulação dos procedimentos de conexão de usinas ao sistema de transmissão, tanto no Brasil quanto em outros países.

O sistema elétrico brasileiro é reconhecido por sua elevada interconectividade e pela expressiva participação de fontes renováveis, configurando-se como uma das matrizes mais limpas do mundo. Esse perfil foi historicamente sustentado pelo grande potencial hidrelétrico do país, mas, nos últimos anos, a geração eólica e a fotovoltaica têm se expandido rapidamente, aumentando suas contribuições na matriz elétrica.

Entretanto, os investidores tendem a concentrar seus empreendimentos em regiões com maior potencial eólico ou solar, o que tem gerado “gargalos” na rede de transmissão. A redução das margens de escoamento nessas áreas resulta em novos projetos sendo impedidos ou parcialmente autorizados, além de usinas já

em operação enfrentarem cortes por restrição de geração (*constrained-off*), impactando diretamente o fluxo de caixa das empresas.

O problema das restrições de geração tem ganhado destaque nos debates do setor elétrico, conforme discutido em [4]. Nesse contexto, torna-se essencial realizar uma avaliação prévia dos riscos de corte de geração ainda na fase de concepção do projeto. Essa análise permite dimensionar o investimento com base em uma estimativa mais realista de sua disponibilidade operativa, podendo ser incorporada às etapas de viabilidade técnica e econômica da conexão da nova usina.

Uma das etapas fundamentais na avaliação da conexão de novas usinas ao sistema elétrico é o estudo de viabilidade técnica, que utiliza a ferramenta de fluxo de potência (FP) para analisar o comportamento da rede. Essa análise verifica se as condições operativas permanecem dentro dos limites admissíveis de carregamento das linhas de transmissão e das magnitudes de tensão nas barras.

Entretanto, a abordagem determinística tradicional do FP apresenta limitações importantes, pois não captura adequadamente os efeitos de incertezas nas variáveis de entrada (como carga e geração). Ao considerar apenas um ou poucos cenários operacionais — geralmente os mais críticos ou esperados —, essa abordagem pode restringir indevidamente a análise e até inviabilizar projetos que seriam tecnicamente viáveis sob a maioria dos cenários possíveis [5].

Como alternativa, o fluxo de potência probabilístico (FPP), originalmente proposto por Borkowska [6], permite incorporar incertezas relacionadas a contingências, variações de demanda, disponibilidade da geração e flutuações inerentes às fontes renováveis, como eólica e solar. Essas incertezas são refletidas nas variáveis de saída, como fluxos de potência nos ramos e tensões nas barras, possibilitando uma avaliação mais robusta do comportamento do sistema [7].

As técnicas de solução do FPP podem ser classificadas em duas categorias principais: analíticas e baseadas em simulação [8]. As abordagens analíticas, embora computacionalmente eficientes, exigem simplificações nos modelos e suposições restritivas sobre a distribuição das variáveis aleatórias. Em contrapartida, as técnicas de simulação, como a simulação de Monte Carlo (SMC), permitem utilizar diretamente as equações completas e não lineares do fluxo de carga, além de incorporar decisões operacionais realistas, como despacho por ordem de mérito e corte de carga. Essa abordagem também possibilita a análise de muitos cenários operativos, incluindo eventos raros, mas relevantes, ampliando a robustez da avaliação dos riscos operacionais.

Este trabalho propõe uma abordagem probabilística para avaliar os riscos associados à conexão de novos geradores ao sistema de transmissão, com foco nas probabilidades de sobrecargas e na expectativa de restrição de geração. O objetivo é fornecer subsídios quantitativos a planejadores e investidores, permitindo uma compreensão mais precisa dos riscos envolvidos em cada ponto de conexão. A metodologia emprega o FPP com SMC pseudossequencial, o que possibilita a análise de múltiplos cenários operacionais considerando incertezas na geração, demanda e topologia da rede. Para ilustrar a aplicação da abordagem, foi conduzido um estudo de caso no sistema IEEE RTS de 24 barras, com a inclusão de usinas eólicas e fotovoltaicas.

1.2.

Desenvolvimento histórico

1.2.1.

Evolução das gerações renováveis e a avaliação de acesso de usinas ao sistema de transmissão

A composição da matriz energética mundial é constituída, principalmente, de fontes não renováveis de geração, como as termelétricas a carvão, gás natural e petróleo. O processo de transição energética tem ganhado impulso nas últimas décadas, com as fontes renováveis assumindo um papel cada vez mais central na matriz elétrica mundial. Segundo a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), a capacidade instalada de energia renovável ultrapassou 3.000 GW em 2023, com a solar e eólica liderando essa expansão [9]. A China, os Estados Unidos e a União Europeia respondem por grande parte desse crescimento, impulsionados por políticas de descarbonização, redução de custos tecnológicos e pressões climáticas. A Agência Internacional de Energia (IEA) projeta que, até 2030, as renováveis representarão mais de 40% da geração global de eletricidade, superando o carvão [10].

No Brasil, a expansão das renováveis segue evoluindo constantemente. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o país apresenta uma das matrizes elétricas mais renováveis do mundo, com cerca de 80% de sua geração proveniente de fontes limpas [11]. Em 2023, a capacidade instalada de energia eólica superou 25 GW, enquanto a solar fotovoltaica superou 30 GW [11]. O

Nordeste destaca-se como um polo eólico e solar, com fatores de capacidade entre os mais altos do mundo [12].

Esse cenário favorável, somado à expressiva redução dos custos nivelados de energia das tecnologias eólica e solar na última década [9], tem impulsionado significativamente o aumento das solicitações de conexão de usinas renováveis aos sistemas de transmissão. Diante desse crescimento, o processo de avaliação de acesso tornou-se ainda mais relevante para assegurar a operação segura e confiável da rede elétrica, sendo uma prática adotada em sistemas de energia ao redor do mundo.

No Brasil, o processo de conexão de novas usinas ao sistema de transmissão é supervisionado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável por conduzir avaliações técnicas e regulatórias de viabilidade, bem como por definir as responsabilidades relativas ao acesso, conforme as regulamentações vigentes [13].

Inicialmente, o agente gerador deve desenvolver um projeto técnico básico e estabelecer um cronograma para a entrada em operação da usina. Em geral, há preferência por implantar usinas eólicas e fotovoltaicas em regiões com alto potencial de geração e menores custos fundiários. Com base na data prevista de operação e nas diretrizes dos documentos de planejamento setorial, o agente pode analisar alternativas de acesso para determinar o ponto de conexão mais adequado.

Para subsidiar essa escolha, o ONS disponibiliza periodicamente informações técnicas, como a capacidade disponível em pontos de conexão, diagramas de subestações e dados sobre restrições operativas do sistema. A parte solicitante também deve realizar estudos considerando o critério de custo mínimo global, selecionando a alternativa de conexão que represente o menor custo total de investimento. Essa análise deve incluir as instalações de conexão sob responsabilidade do agente, bem como os reforços sistêmicos necessários e os custos associados às perdas elétricas.

Nos Estados Unidos, o sistema elétrico é operado por diferentes entidades, incluindo operadores independentes do sistema, organizações regionais de transmissão e concessionárias públicas. As redes que abrangem múltiplos estados são reguladas pela *Federal Energy Regulatory Commission*. Cabe aos operadores do sistema de transmissão avaliar os impactos da conexão de novos projetos, conduzindo uma série de estudos técnicos antes da aprovação para construção. Esses estudos determinam os reforços necessários na rede e os custos associados, que são atribuídos aos solicitantes.

O processo estabelece quais novos equipamentos de transmissão serão necessários para viabilizar o acesso e atribui os custos desses reforços. As listas de pedidos de conexão são conhecidas nos EUA como "filas de conexão". Segundo estudo do *Lawrence Berkeley National Laboratory*, a capacidade total dos projetos em fila vem crescendo continuamente, ultrapassando 2.600 GW em geração e armazenamento aguardando conexão até o final de 2024 [14].

Atualmente, o processo opera com base na ordem cronológica das solicitações registradas nas filas de interconexão, conhecido como "primeiro a chegar, primeiro a ser atendido". De acordo com o manual da PJM [15], o desenvolvedor do projeto inicia uma nova solicitação de conexão e, assim, entra na fila. Nesse momento, o gerador deve fornecer informações como o ponto de conexão, diagramas, localização e garantias. Posteriormente, uma série de estudos de interconexão são realizados. Os principais estudos são de viabilidade, impacto no sistema e instalações de interconexão. Esse procedimento é semelhante entre os principais operadores de transmissão nos Estados Unidos.

No Reino Unido, os pedidos de conexão de usinas aos sistemas de transmissão eram tradicionalmente avaliados em ordem cronológica. No entanto, após uma revisão regulatória conduzida pela Ofgem em 2018 e aprovada em 2023, o *National Grid Electricity System Operator* agora tem autoridade para ajustar a ordem da fila com base no estágio de desenvolvimento de cada proponente [16, 17].

O processo de conexão de uma usina ao sistema envolve vários atores-chave: o gerador que deseja se conectar, o operador do sistema e o proprietário da transmissão regional. Inicialmente, o gerador estabelece uma relação com o proprietário da transmissão para realizar uma avaliação preliminar do local escolhido. Em seguida, submete uma solicitação formal de conexão ao operador do sistema, acompanhada do pagamento de uma taxa de inscrição, cujo valor depende da capacidade e da natureza do projeto. Essa solicitação deve incluir diversos detalhes técnicos, como a capacidade da usina, tipo de fonte de energia e localização do ponto de conexão, sendo essa proposta apoiada pelo proprietário da transmissão.

Após a aprovação inicial, são firmados acordos de conexão e construção. O gerador que solicita a conexão é responsável pelos custos associados aos ativos locais e deve fornecer garantias financeiras. Já o proprietário da transmissão é encarregado de planejar as soluções necessárias para a viabilizar conexão, incluindo a identificação e dimensionamento de eventuais reforços na rede [16].

Um ponto em comum na avaliação do acesso de usinas ao sistema de transmissão é o estudo realizado para identificar possíveis impactos na rede causados por essas conexões. Comumente, são utilizados métodos determinísticos para tais análises, o que limita os cenários avaliados e causa grande dependência da experiência do analista que está executando o estudo. Os trabalhos [5, 18] propõem uma evolução no processo de análise, onde a avaliação é realizada através de método estocástico.

Apesar do avanço acelerado das renováveis trazer benefícios como disponibilidade energética a custos competitivos e com baixa emissão de poluentes, a elevada penetração de fontes intermitentes insere desafios operacionais inéditos aos sistemas elétricos. Um dos principais é o corte de geração renovável (*curtailment*), que ocorre quando a produção excede a capacidade de transporte da rede ou a geração excede a demanda por energia. Esse fenômeno, observado em mercados maduros como o brasileiro, representa um paradoxo da transição energética: mesmo com projetos viabilizados técnica e economicamente, parte de seu potencial é perdido devido às limitações sistêmicas.

1.2.2.

Corte de geração renovável

A expansão das fontes renováveis eólica e solar no Brasil tem desempenhado um papel fundamental na diversificação da matriz elétrica e no aumento da segurança energética, especialmente em períodos de escassez hídrica. A energia eólica, concentrada principalmente nas regiões Nordeste e Sul, e a solar, com crescimento acelerado em todo o país, complementam as fontes hidrelétrica e térmica, contribuindo para maior resiliência do sistema.

No entanto, essa evolução também impõe novos desafios operacionais. Um dos principais é o fenômeno do corte de geração renovável (*curtailment*), que tem ganhado destaque no setor elétrico [4]. A geração fotovoltaica, atualmente a fonte de maior crescimento [19], apresenta características que agravam esse cenário, pelo fato de seu pico de produção ocorrer nos horários de menor carga diária [20].

Diversos estudos têm sido realizados de forma a mitigar o impacto dos cortes de geração renováveis no sistema e avaliar as influências dos cortes em controles de grandezas elétricas. Em [21], foi avaliado o controle de frequência do sistema através da minimização do corte de geração renovável e corte de carga. Em [22], foi analisada integração das fontes de energia renováveis no SIN e os

efeitos dos cortes de geração para os agentes. Uma revisão da experiência internacional para o corte de geração eólica e solar é realizada em [23]. Em [24], é feita uma avaliação da gestão do congestionamento das redes com alta penetração de renováveis através dos cortes de geração no sistema elétrico alemão. Em [25], é feito um levantamento a respeito dos cortes de geração sob a perspectiva de aumento do parque renovável na Califórnia. Por fim, em [26], é feito um estudo para mitigar as execuções de cortes de renováveis através do incentivo à demanda em momentos de maior geração.

Adicionalmente, a expansão acelerada dos recursos energéticos distribuídos (REDs) adiciona complexidade ao planejamento e operação do sistema. Esses recursos não estão sujeitos ao processo de restrição de geração, o que aumenta a sobrecarga sobre os demais geradores despachados pelo ONS [4]. Assim como no Brasil, diversos países enfrentam desafios semelhantes quanto ao corte de geração renovável e à integração e operação de REDs no sistema [4].

O corte de geração pode ocorrer por diferentes razões, destacando-se [4]:

- Energética: restrições aplicadas para equilibrar geração e carga, garantindo a estabilidade da frequência do sistema;
- Confiabilidade: restrições motivadas por critérios técnicos, como a mitigação de sobrecargas em linhas de transmissão.
- Disponibilidade externa: indisponibilidades de equipamentos fora da instalação do agente.

A Figura 1-1 ilustra a evolução do percentual médio anual de geração renovável variável sujeita a restrição nos anos de 2022, 2023 e 2024, indicando uma tendência de crescimento da restrição de geração em paralelo à expansão das renováveis.

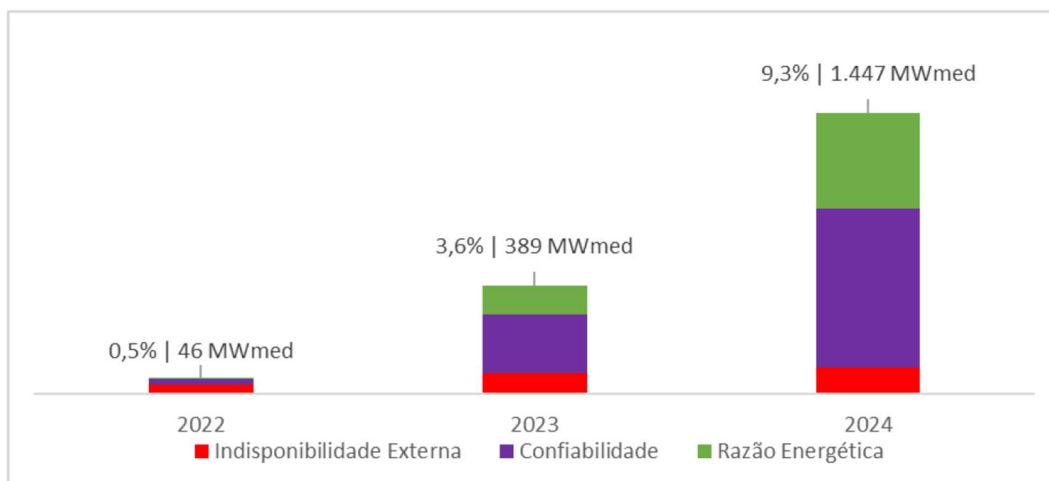


Figura 1-1 Evolução do percentual da geração renovável potencial restrita [4].

Esse cenário evidencia a necessidade de um arcabouço regulatório robusto, capaz de equilibrar a segurança operativa e a eficiência econômica do sistema [4]. No contexto brasileiro, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.030/2022 [27] confere ao ONS a prerrogativa de determinar, em tempo real, as limitações ou reduções de geração aplicáveis às usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas.

A evolução das metodologias de avaliação de conexão de novas usinas deve acompanhar o avanço das discussões regulatórias. O crescimento acelerado de empreendimentos eólicos e fotovoltaicos exige análises robustas de riscos, capazes de garantir tanto a segurança operacional do sistema quanto a viabilidade econômica dos investimentos. A abordagem determinística tradicional, embora consolidada, apresenta limitações significativas na simulação de cenários operacionais atípicos, justamente aqueles com maior potencial de impacto sistêmico. Para superar essa deficiência, propõe-se a adoção de métodos que incorporem as incertezas intrínsecas ao sistema elétrico, como a variabilidade da geração renovável e a sazonalidade da demanda. O fluxo de potência probabilístico é uma técnica probabilística de avaliação elétrica, adequada ao atual contexto de análise de impactos das renováveis nos sistemas elétricos.

1.2.3.

Fluxo de potência probabilístico

O conceito de fluxo de potência probabilístico (FPP) foi introduzido na década de 1970 [6] e, desde então, tem sido amplamente debatido na literatura técnica. Diversos estudos revisaram sua evolução, como [28] que analisa publicações entre 1962 e 1988, [8] que analisa publicações entre 1988 e 2008,

[29], voltado a sistemas de distribuição, e [30], que incorpora correlação entre variáveis de entrada.

Em termos conceituais, o FPP permite modelar incertezas nas variáveis de entrada — como variações de demanda, disponibilidade de geração e contingências — e avaliar seus efeitos sobre as variáveis de saída, como tensões nodais e fluxos em ramos. Os métodos de solução de FPP são usualmente classificados em duas categorias principais: (i) baseados em simulação, como a simulação de Monte Carlo (SMC), e (ii) analíticos.

O primeiro método para resolver o FPP foi proposto em 1974 [6], utilizando operações de convolução sobre as funções de densidade de probabilidade das variáveis de entrada, assumindo independência ou dependência linear. Esse método exigia simplificações significativas, tais como:

- Relação linear entre fluxos nos ramos e injeções nodais, com magnitudes de tensão constantes;
- Independência entre fluxos de potência ativa e reativa;
- Balanço de potência restrito a uma única barra de referência, desconsiderando perdas;
- Topologia fixa da rede elétrica.

Posteriormente, em 1976 [31], a transformada de Laplace foi aplicada para resolver as convoluções, seguida pela transformada rápida de Fourier em 1981 [32]. Ainda em 1981, [33] propôs um método analítico que linearizava as distribuições de probabilidade em segmentos, combinando-os para obter a distribuição final da variável de saída. Vale destacar que esses métodos analíticos eram validados por meio da comparação de seus resultados com os obtidos via SMC.

Em 1985, [34] introduziu o segundo termo da expansão de Taylor para reduzir os efeitos da linearização, porém, verificou-se que o benefício era relevante apenas em sistemas com alto carregamento e grande variabilidade de carga. No mesmo ano, [35] passou a tratar a topologia da rede como uma variável aleatória, considerando falhas e manutenções em elementos de transmissão. Nessa abordagem, as distribuições finais eram compostas como uma soma ponderada das distribuições associadas a cada topologia possível.

Em 1990 [36], surgiram abordagens híbridas, como a combinação de SMC com equações multilinearizadas, utilizando critérios baseados na demanda total do sistema

Desde então, novos métodos analíticos e aproximativos têm sido desenvolvidos, com destaque para:

- Combinação de cumulantes e expansão de Gram-Charlier [37];
- *Point Estimate Method* [38, 39];
- Amostragem por hipercubo latino [40, 41];
- *Unscented Transform* [42, 43, 44];
- Expressões analíticas para distribuições conjuntas [45].

Os métodos analíticos requerem simplificações e podem se distanciar da solução exata do problema, a depender do nível de complexidade e da região da distribuição de probabilidade a ser analisada. A aplicação de SMC para solução do FPP é comumente utilizada, visto que é uma ferramenta robusta para avaliação de processos estocásticos [46, 47]. Em estudos de confiabilidade de sistemas elétricos, área de conhecimento próxima ao FPP, a SMC também possui relevante histórico de aplicação [48-56]. As formas de implementação da SMC podem ser divididas em sequenciais e não sequenciais [48]. A aplicação não sequencial é vista em [57], na estimação de risco e ferramenta base para otimização de contrato de montante de uso do sistema de transmissão MUST. Já em [5] é utilizada a abordagem sequencial, na avaliação probabilística do acesso de geradores ao sistema de transmissão.

A forma não sequencial também inspira as modalidades quase sequencial e pseudossequencial, que conseguem capturar a influência do tempo sem necessitar da implementação cronológica de forma explícita e contínua. Em [51, 52, 53], é observada a aplicação da SMC quase sequencial e em [54, 55] é vista a aplicação da SMC pseudossequencial, que é a metodologia base de solução de FPP neste trabalho.

Os 1994, [54] aplicou a SMC pseudossequencial para avaliar a confiabilidade de sistemas elétricos compostos. Em 1997, [55] propôs a combinação entre SMC pseudossequencial e simulação de transição de estados determinar o custo de perda de carga. Já em 2000, [56] utilizou a SMC pseudossequencial como método de solução para avaliação da confiabilidade composta utilizando carga variáveis no tempo.

Mais recentemente, em 2017, [7] propôs a combinação entre SMC e o método de entropia cruzada (*cross-entropy*, CE), com o objetivo de reduzir o custo computacional sem comprometer a precisão. Essa estratégia mostrou-se eficaz

na estimativa de eventos raros, nos quais métodos analíticos tendem a apresentar desempenho inferior.

A aplicabilidade do FPP a problemas reais do setor elétrico também tem sido demonstrada. Em 2021, [58] desenvolveu um método voltado à otimização de contratos de montante de uso do sistema de transmissão, aplicando SMC com CE para considerar incertezas na geração e na topologia da rede. Em 2023, [59] realiza um estudo de estimativa de riscos em sistemas elétricos com base em fontes renováveis e contingências de geração e transmissão. Em 2024, [18] analisou, por meio de FPP e SMC, o impacto probabilístico do acesso de geradores renováveis ao sistema de transmissão, com foco nos riscos de inadequações elétricas.

1.3.

Objetivos da dissertação

Este trabalho tem como objetivo descrever as principais características do processo atual de avaliação do acesso de novas usinas ao sistema de transmissão e propor uma metodologia alternativa que permita avaliar, de forma mais abrangente, os riscos associados à conexão de empreendimentos renováveis, com foco na adequação elétrica e na estimativa do corte esperado de geração.

A metodologia proposta baseia-se em uma análise estocástica, na qual são incorporadas incertezas nas variáveis de entrada do problema de fluxo de potência, incluindo variações de carga, geração, intermitência das fontes renováveis e riscos de contingências em equipamentos do sistema elétrico. Para isso, será utilizado o modelo de FPP, resolvido por meio da SMC pseudossequencial.

Os principais resultados da análise incluem índices de probabilidade mensais de riscos de inadequações elétricas (i.e., sobrecargas em circuitos), de probabilidade ocorrência de restrição (corte) de geração e de montantes esperados (MW) de corte geração. Assim, operadores, planejadores e investidores são subsidiados com informações quantitativas para tomada de decisões.

1.4.

Estrutura da dissertação

Esta dissertação está organizada em, além deste capítulo introdutório, mais quatro capítulos. O Capítulo 2 aborda o processo de avaliação de acesso de usinas ao sistema de transmissão, com enfoque nos modelos adotados no Brasil, Reino Unido e Estados Unidos, utilizando a abordagem determinística padrão. Adicionalmente, descreve o mecanismo atual de corte de geração, com ênfase em usinas eólicas e fotovoltaicas.

No Capítulo 3, a metodologia proposta para avaliação de riscos de conexão é devidamente apresentada. A ferramenta baseia-se na técnica de fluxo de potência probabilístico via simulação Monte Carlo. Assim, o algoritmo principal é discutido, bem como a forma de caracterização das incertezas nas informações de entrada (i.e., carga, geração e contingências de circuitos). Os modelos de fluxo de potência linearizado e fluxo de potência ótimo, utilizados no algoritmo, também são discutidos.

O Capítulo 4 apresenta o estudo de caso, baseado no sistema IEEE RTS 79 (24 barras), considerando o acesso de fontes renováveis. Os cenários de entrada progressiva de acessantes são avaliados, mostrando o impacto de se utilizar informações sobre a caracterização das incertezas das renováveis nos índices de riscos de inadequações e montantes de geração cortados.

Por fim, o Capítulo 5 conclui o trabalho, sintetizando as contribuições e propondo direcionamentos para pesquisas futuras.

2

Acesso de usinas ao sistema de transmissão: protocolo e restrição de geração

2.1.

Considerações iniciais

Este capítulo apresentará os principais mecanismos de avaliação do acesso de usinas ao sistema de transmissão em três países, sendo eles: Reino Unido, Estados Unidos e Brasil. Esses processos são de suma importância para garantir a segurança do sistema frente à conexão de novos empreendimentos de geração, além de avaliar a viabilidade econômica e estimar riscos associados ao empreendimento. Ainda neste capítulo, será discutido o processo de corte de geração renovável executado em tempo real pela operação do sistema elétrico brasileiro.

2.2.

Processo de acesso no Reino Unido

As solicitações de acesso das usinas aos sistemas de transmissão, no Reino Unido, são avaliadas a partir de uma ordem cronológica. Todavia, após discussões motivadas pelos problemas identificados na metodologia corrente, a Ofgem, em 2018, realizou uma revisão que foi aprovada em 2023. Com isso, o *National Grid Electricity System Operator* conquistou direitos de alterar a ordem da fila de acordo com o estágio de desenvolvimento dos projetos.

De acordo com [16], o processo de acesso das usinas é um acordo realizado entre o proprietário da usina que deseja se conectar ao sistema, o operador do sistema e o proprietário do sistema de transmissão.

O gerador interessado em se conectar à rede inicia o processo estabelecendo contato com o proprietário da transmissão, a fim de realizar uma análise inicial da área selecionada. Em seguida, é necessário que o agente de geração envie uma solicitação formal ao operador do sistema, juntamente com o

pagamento de uma taxa de inscrição, cujo valor depende das características e da dimensão do projeto.

Nesse pedido, o gerador precisa apresentar informações técnicas detalhadas, incluindo capacidade, fonte de energia e localização, com o aval do proprietário da transmissão. Após essa etapa, são firmados os contratos de conexão e construção. O gerador é responsável pelos investimentos em infraestrutura local e deve apresentar garantias financeiras. Enquanto isso, o proprietário da transmissão elabora um plano para integrar o agente ao ponto escolhido, determinando as adequações necessárias na rede para viabilizar a conexão [16].

2.3.

Processo de acesso nos Estados Unidos

O acesso de usinas ao sistema de transmissão, nos Estados Unidos, é coordenado pelos operadores independentes de sistema e organizações regionais de transmissão, sendo regulamentados pela *Federal Energy Regulatory Commission*. O processo segue um critério cronológico das solicitações realizadas, construindo filas de conexão por ordem de chegada.

Segundo os processos da PJM (operador de mercado em 13 estados americanos da costa leste e no distrito de Colúmbia), as seguintes etapas são realizadas [14]:

- Pedido de acesso: entrada na fila cronológica;
- Estudos de interconexão: estudo de viabilidade, estudo de impacto no sistema, estudo das instalações de interconexão;
- Assinatura dos contratos;
- Implementação;
- Operação comercial.

O manual da PJM [15] descreve que, para os pedidos de acesso, o gestor do projeto realiza o pedido de conexão para entrar na fila. Nesta etapa, o agente de geração deve fornecer as principais informações, como: ponto de conexão, diagramas, localização e garantias [15].

2.3.1.

Estudo de viabilidade

O estudo de viabilidade tem como objetivo principal estabelecer estimativas iniciais referentes ao tipo, escopo, custos e prazos das obras necessárias para conectar a unidade geradora à rede. Essa análise se restringe a avaliações de curto-circuito e fluxo de potência.

Cada solicitação é avaliada com base em um cenário de pico de carga no verão, considerando o ano em que o projeto está na fila de acesso. Tanto os estudos de fluxo de potência quanto os de curto-circuito utilizam o mesmo ano de referência.

No estudo de viabilidade do fluxo de potência, o sistema é analisado tanto em condições normais de operação quanto em situações de contingência. Após a avaliação dos resultados, o desenvolvedor decide se avança para a próxima etapa, que consiste no estudo de impacto no sistema [15].

2.3.2.

Estudo de impacto no sistema

O estudo de impacto no sistema consiste em uma avaliação regional cujo propósito é determinar as necessidades de expansão da rede de transmissão para assegurar a confiabilidade do sistema com a integração de novas unidades geradoras. A análise examina as interações entre o novo gerador, outros projetos em fila de conexão e a infraestrutura existente.

Realizados semestralmente, esses estudos podem combinar múltiplas solicitações de interconexão quando há proximidade elétrica entre os projetos. As avaliações incluem análises de fluxo de potência e estudos de curto-circuito. Para o fluxo de potência, utiliza-se o software PSS/E da PTI, Inc. [60], abrangendo diferentes cenários de carga, como picos de verão e inverno, além de cargas reduzidas. Adota-se ainda uma projeção de carga 50/50, que indica igual probabilidade de a demanda real superar ou ficar abaixo do previsto no período analisado [15].

A verificação inclui a conformidade com os limites operacionais dos equipamentos em duas situações:

- Operação normal: antes da ocorrência de contingências;

- Emergência: após eventos contingenciais.

Os resultados são compartilhados com todos os geradores envolvidos e com os proprietários das redes de transmissão afetadas, sendo também publicados no portal da PJM para consulta pública.

2.3.3.

Estudo de instalações

O estudo de instalações inclui a avaliação de estabilidade do sistema, com ajustes sempre que necessário para incorporar mudanças na fila de conexão. Além disso, esse estudo determina os dispositivos de controle requeridos para atender às demandas e elabora a documentação técnica essencial para o início das obras de expansão da rede de transmissão, quando aplicável.

Como produto desse processo, são estabelecidos os acordos de interconexão – contratos firmados entre as concessionárias/operadores do sistema e os proprietários das unidades geradoras. Esses documentos definem as condições operacionais e a distribuição dos custos associados.

Embora alguns projetos sejam executados e atinjam a fase de operação comercial após a assinatura do acordo, a maioria das propostas é cancelada antes da implementação [14]. A desistência pode ocorrer em qualquer etapa do processo.

2.4.

Processo de acesso no Brasil

No Brasil, o processo de conexão de usinas ao Sistema Interligado Nacional (SIN) é conduzido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que desempenha um papel central na avaliação técnica e regulatória dos pedidos de acesso. O ONS atua em conjunto com os agentes do setor para estabelecer as responsabilidades relativas à conexão com o sistema de transmissão, sempre em conformidade com o marco regulatório vigente.

O setor elétrico brasileiro tem passado por significativas transformações, nas quais a modernização do processo de conexão tem se tornado um tema de destaque nos debates do setor. Essas discussões têm como objetivo principal desenvolver mecanismos que promovam maior eficiência operacional,

transparência processual e celeridade na integração de novos empreendimentos geradores, visando uma incorporação mais eficaz de novas fontes ao SIN. Esta seção apresenta as etapas do processo de acesso de usinas após a publicação da Resolução Normativa ANEEL nº 1069/2023 [61]. As principais etapas da avaliação do acesso são as seguintes:

- Disponibilização de informações sobre o acesso;
- Parecer de acesso;
- Assinatura do contrato de uso do sistema de transmissão;
- Outorga;
- Operação comercial.

Inicialmente, o agente gerador deve desenvolver o projeto e definir o cronograma para entrada em operação da usina. Nota-se uma tendência de concentração de projetos eólicos e fotovoltaicos em regiões que combinam alto potencial de geração com menores custos de terra, otimizando assim a viabilidade econômica dos empreendimentos.

Com base na data planejada para o início de operação e nas informações contidas nos documentos de planejamento do setor, o agente gerador pode avaliar as possibilidades de conexão à rede de transmissão, visando identificar o ponto de conexão mais adequado. Para auxiliar nessa decisão, o ONS disponibiliza regularmente dados técnicos relevantes, incluindo: pontos de acesso disponíveis e suas respectivas capacidades, diagramas atualizados das subestações e restrições operacionais e condições específicas do SIN.

Além disso, a seleção do ponto de conexão deve seguir o critério de mínimo custo global, que considera não apenas os investimentos diretos em infraestrutura de conexão, mas também os custos associados a reforços na rede, ampliações necessárias e perdas elétricas decorrentes da operação do sistema [62]. Essa abordagem busca garantir a solução mais eficiente do ponto de vista técnico e econômico para a integração da nova geração ao SIN. Para auxiliar na escolha do ponto de conexão, o ONS disponibiliza um mapa iterativo que mostra as margens de transmissão disponíveis em todo o SIN [63].

2.4.1.

Parecer de acesso

O parecer de acesso (PA) constitui o principal instrumento técnico-regulatório para a conexão de novos empreendimentos à rede de transmissão. Antes de sua solicitação ao ONS, o agente gerador deve cumprir exigências fundamentais, entre as quais a apresentação de garantias financeiras e de informações obrigatórias do projeto. Entre os dados essenciais, destacam-se a capacidade instalada total da usina; o ponto de conexão pretendido na rede de transmissão; os montantes de uso do sistema de transmissão (MUST) a serem contratados; o período previsto de utilização da rede; a denominação e a localização exata do empreendimento (município e unidade federativa); bem como as datas estimadas para a primeira sincronização e para o início da operação comercial.

Adicionalmente, conforme a natureza da fonte geradora, impõe-se a submissão de estudos técnicos específicos que avaliem a inserção do empreendimento no sistema elétrico. Tais estudos costumam abranger análises de fluxo de potência, de curto-circuito, de estabilidade eletromecânica e de qualidade de energia, de modo a caracterizar, de forma robusta, o comportamento do ponto de conexão e os efeitos sistêmicos associados à nova injeção de potência.

O PA consolida as avaliações de viabilidade do acesso solicitado, estabelece as condições para a conexão às instalações de transmissão e integra formalmente os contratos de uso do sistema de transmissão (CUST) [64]. Sua elaboração tem por objetivos principais verificar a capacidade disponível do sistema para acomodar a nova conexão; identificar eventuais impactos na rede de transmissão e a necessidade de reforços ou adequações; assegurar a manutenção dos padrões de segurança, qualidade e confiabilidade para todos os usuários; e antecipar questões operacionais relevantes que possam afetar a qualidade do serviço.

A emissão do parecer segue organização padronizada, contemplando: (i) a caracterização do acesso, com o detalhamento do empreendimento e de sua conexão; (ii) os aspectos regulatórios e contratuais, com a verificação de conformidade à legislação vigente; (iii) a análise de impactos, explicitando os efeitos da nova conexão sobre o desempenho do sistema elétrico; e (iv) os requisitos técnicos, que estabelecem as condições mínimas para uma operação segura e eficiente. Essa estruturação assegura uma avaliação abrangente e

consistente, alinhada aos Procedimentos de Rede e às necessidades do Sistema Interligado Nacional [64].

2.4.2.

Assinatura de contratos

Com a emissão do PA e a devida comprovação das garantias financeiras, o agente gerador encontra-se apto a formalizar dois instrumentos contratuais essenciais. O primeiro é o contrato de uso do sistema de transmissão (CUST), celebrado diretamente com o ONS, por meio do qual se estabelecem a potência instalada autorizada da usina, os montantes de uso do sistema de transmissão (MUST) a serem contratados e a caracterização da carga própria do empreendimento. O segundo é o contrato de conexão à transmissão (CCT), firmado com a concessionária responsável pelas instalações que serão acessadas, o qual complementa os termos operacionais específicos da conexão física, conforme as condições técnicas delineadas no PA.

Essa etapa contratual consolida os direitos e deveres do gerador perante o sistema elétrico, assegurando, simultaneamente, o acesso à infraestrutura de transmissão e a observância dos parâmetros técnicos necessários à operação segura e coordenada. A celebração, em geral simultânea, do CUST e do CCT representa a fase final do trâmite administrativo e antecede o início efetivo das obras de implantação, em conformidade com os Procedimentos de Rede e a regulamentação aplicável [64].

2.4.3.

Obtenção de outorga

Concluída a formalização dos contratos de acesso (CUST e CCT), o agente gerador deve solicitar ao Poder Concedente a outorga necessária à construção do empreendimento de geração e das respectivas instalações de conexão ao sistema de transmissão. O ato de outorga explícita, de forma vinculante, os principais elementos do projeto, incluindo: os detalhes técnicos da central geradora; as instalações de interesse restrito imprescindíveis à sua operação; a delimitação da área de concessão ou autorização; o prazo de vigência; e demais condições específicas para a implantação. Trata-se da etapa derradeira do processo autorizativo, por meio da qual se consolidam os aspectos técnicos e

jurídicos previamente avaliados no acesso ao SIN. Somente a partir dessa concessão formal o agente encontra-se plenamente habilitado a iniciar as obras de implantação do projeto, em conformidade com a regulamentação aplicável.

2.4.4.

Entrada em operação

Obtida a outorga, o agente gerador ingressa na etapa de implantação e de atendimento aos requisitos técnicos indispensáveis à entrada em operação. Nesse estágio, destacam-se, em primeiro lugar, os estudos pré-operacionais, que refinam as premissas do PA e podem revelar condições não antecipadas na fase anterior. Em seguida, exige-se a implementação dos sistemas de supervisão e controle da usina, em conformidade com o Submódulo 2.12 dos Procedimentos de Rede do ONS [65], assegurando a adequada telemedição, a observabilidade e a coordenação operativa com o centro de controle. Por fim, deve-se comprovar a qualidade de energia nos níveis requeridos, de modo a garantir o atendimento aos padrões vigentes e a não degradação do desempenho do sistema elétrico.

No marco regulatório recente as resoluções normativas 1.069/2023 [61], 1.070/2023 [66] e 1.071/2023 [67] foram alteradas. Duas mudanças são particularmente relevantes: (i) a extinção da “informação de acesso”, documento que, em versões anteriores do processo, consolidava a avaliação preliminar de viabilidade; e (ii) a reordenação da sequência processual, pela qual a emissão do PA e a assinatura do CUST passaram a constituir pré-requisitos para a obtenção da outorga. Essa inversão do fluxo reforça a centralidade do PA e dos instrumentos contratuais na mitigação de riscos técnicos e regulatórios.

Independentemente dessas alterações procedimentais, os estudos de avaliação de impacto da conexão permanecem essenciais e inalterados em seu escopo: são eles que sustentam a segurança da rede existente e sua operação, ao mesmo tempo em que subsidiam o planejamento da expansão da transmissão. Em síntese, a entrada em operação depende não apenas do cumprimento formal das etapas regulatórias, mas da demonstração robusta de que a nova unidade se integra ao SIN com segurança, qualidade e confiabilidade.

2.4.5.

Análise do impacto do acesso de usinas no sistema de transmissão

Ao solicitar o PA ao ONS, os agentes devem apresentar estudos que quantifiquem os efeitos da conexão da usina sobre o sistema existente — notadamente fluxo de potência, curtos-circuitos, qualidade de energia e estabilidade eletromecânica. Essas avaliações são revisadas pelo ONS, que pode requerer complementações, e se apoiam em cenários de referência do Plano Anual da Operação Elétrica de Médio Prazo (PAR/PEL) do SIN [68]. Elaborado anualmente pelo ONS em cooperação com agentes de transmissão, distribuição, geração, demais participantes e a Empresa de Pesquisa Energética, o PAR/PEL avalia o desempenho do SIN em horizonte de cinco anos, visando conformidade aos padrões de segurança e confiabilidade dos Procedimentos de Rede [69], identifica obras necessárias e explicita desafios operativos associados à maior participação de renováveis variáveis e de recursos energéticos distribuídos [68].

Para cada ciclo, o ONS parte da revisão final do ciclo anterior e processa premissas de carga, oferta de geração e cronogramas de obras de transmissão, além de topologias encaminhadas pelos agentes. Consideram-se cargas ativa e reativa, geração distribuída por barramento e a previsão de oferta de geração baseada no acompanhamento do Ministério de Minas e Energia (usinas em operação, novos empreendimentos com CUST assinado, transferências internacionais contratadas e usinas com contratos de leilão). Entram também as instalações existentes e as autorizadas/licitadas da Rede Básica e de fronteira, com seus marcos contratuais e ajustes de cronograma.

Os casos de referência cobrem condições sazonais (verão/inverno) e níveis de carga (leve, média e pesada) ao longo de cinco anos, com cargas selecionadas por máximas e mínimas por empresa nos meses característicos — maio a outubro no inverno e novembro a abril no verão, com ajustes para estados com biomassa relevante — incluindo projeção até abril do ano subsequente no último ano do horizonte [68].

As diretrizes de despacho adotam, em síntese, geração “mais provável” para hidrelétricas por estação e carga; mínimos contratuais e/ou restrições para térmicas; reserva girante mínima de 5%; indisponibilidades programadas quando aplicáveis; e, para eólicas e fotovoltaicas, fatores de capacidade derivados de históricos regionais. Com base nesses históricos, elaboram-se curvas de permanência que relacionam o fator de capacidade à frequência de ocorrência; são geradas curvas específicas por condição de carga (leve, média e pesada),

tipo de usina e localização. A partir dessas curvas, obtêm-se os percentis; em geral, adota-se o percentil 95, isto é, considera-se um fator de capacidade para o qual há 95% de probabilidade de a geração observada ser igual ou inferior, assumindo-se, portanto, risco de 5% de superação.

Com base nesses insumos, o ONS disponibiliza casos base específicos para os estudos de acesso por região. Cabe ao agente adequá-los para refletir a configuração de transmissão e geração prevista na data de entrada de seu empreendimento, incluindo, quando aplicável, a inserção de solicitações de acesso protocoladas após a publicação dos casos base e a consideração, em regra, de 100% da potência contratada na subestação pretendida. As simulações de fluxo de potência são realizadas no Anarede [70] e avaliadas segundo o Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede [71], verificando o atendimento da carga em condições normais, sob contingências simples e em contingências duplas selecionadas, sem sobrecargas inadmissíveis. A partir desses resultados, os PAs são emitidos com status de viabilidade — viável, viável com possível restrição de geração, viável condicionado a obras de transmissão, viável parcialmente ou inviável.

O trabalho [18] investiga um método probabilístico de avaliação de acesso para usinas renováveis, mais robusto que o fluxo de potência determinístico por explicitar as incertezas das variáveis de entrada. Os resultados indicam que abordagens determinísticas tendem a ser excessivamente restritivas, dificultando a integração de novos empreendimentos, e que, mesmo no escopo probabilístico, é necessária a revisão dos protocolos de representação da geração renovável. Evidencia-se que o uso de séries históricas de geração — em lugar do fator de capacidade médio, de curvas de permanência ou da potência nominal — retrata melhor a realidade e permite liberar maior montante de acesso à rede, otimizando o número de conexões. Conclui-se que a adoção de métodos probabilísticos, como o fluxo de potência probabilístico, é caminho promissor para avaliações mais precisas e adaptáveis, com aplicações também no planejamento e na operação de sistemas elétricos com alta participação de fontes renováveis.

Mesmo quando o acesso é considerado viável, a geração pode ser sujeita a restrições operativas (*curtailment*) pelo operador do sistema. Esta dissertação amplia o estudo de [18], ao estimar índices de restrição de geração, probabilidade de ocorrência e montantes esperados, fornecendo subsídios quantitativos a operadores e investidores para uma avaliação abrangente do risco de acesso.

2.5.

Processo de corte de geração renovável

O setor elétrico brasileiro, assim como em diversas partes do mundo, está passando por uma profunda transformação, impulsionada principalmente pela transição energética rumo a uma matriz mais limpa e sustentável. Segundo o Instituto de Energias Renováveis e Meio Ambiente (IREMA) [72], a participação de fontes renováveis na geração global deve saltar de 29% em 2022 para mais de 60% até 2050, refletindo a urgência climática e a busca por descarbonização. No Brasil, esse movimento se traduz no crescimento acelerado de fontes renováveis variáveis, como eólica e solar fotovoltaica, que já representaram 25% da capacidade instalada do país em 2023 [11].

Conforme discutido na Seção 1.2.2, a rápida inserção dessas fontes intermitentes introduz novos desafios à operação do SIN. Essas fontes podem ser classificadas em dois grupos principais:

- Usinas centralizadas: conectadas diretamente ao sistema de transmissão, sob supervisão e controle do ONS;
- Usinas descentralizadas (MMGDs): mini e microgerações distribuídas, que injetam energia na rede de distribuição e não são monitoradas pelo ONS.

Enquanto as usinas centralizadas apresentam dificuldades relacionadas à sua variabilidade e indisponibilidade para despacho, as MMGDs geram complexidades adicionais devido à falta de visibilidade sobre sua geração. Estudos indicam que a injeção descentralizada distorce a curva de demanda, dificultando a distinção entre consumo real e geração local [68].

A injeção de potência nas barras do sistema elétrico deve ser constantemente controlada a fim de manter as grandezas elétricas em níveis aceitáveis e equilibrar os montantes de demanda e geração. As fontes tradicionais, ditas despacháveis, podem ser controladas sem grandes problemas – elevando e reduzindo suas gerações. Já as fontes renováveis variáveis, considerando as características inerentes delas, não podem ser controladas da mesma forma que as tradicionais. O processo de controle existente dessas fontes é através do corte de geração, executado durante a programação da geração e a operação em tempo real.

A complexidade de gestão das usinas eólicas e fotovoltaicas é vista em diversos países, conforme exposto em [23]. Diante deste cenário, operadores e

acadêmicos nacionais e internacionais realizam estudos com o objetivo de analisar os impactos técnicos e econômicos dos cortes de geração no sistema elétrico. O trabalho [24] avalia a gestão do congestionamento das redes com alta penetração de renováveis através dos cortes de geração, tendo como base o sistema elétrico da Alemanha. Em [25], é avaliado cenário de corte na Califórnia com a expectativa de crescimento do parque renovável. O recente estudo realizado em [26] propõe uma metodologia de mitigação dos cortes através do incentivo de aumento de demanda nos períodos de maior geração, principalmente em veículos elétricos.

No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pelos cortes de geração em usinas renováveis variáveis. Tais ações visam ao controle da frequência do sistema — quando a demanda é inferior à injeção total — e ao atendimento de limites operativos, como fluxos em linhas e demais restrições de rede em tempo real.

O volume de cortes tem aumentado nos últimos anos, seja pelo expressivo crescimento das conexões de novas usinas renováveis, seja por requisitos de segurança dinâmica do sistema elétrico. As Figura 2-1 e Figura 2-2 apresentam a evolução desses cortes em 2023 e 2024, com picos durante a “safra dos ventos”, período de maior produção eólica.

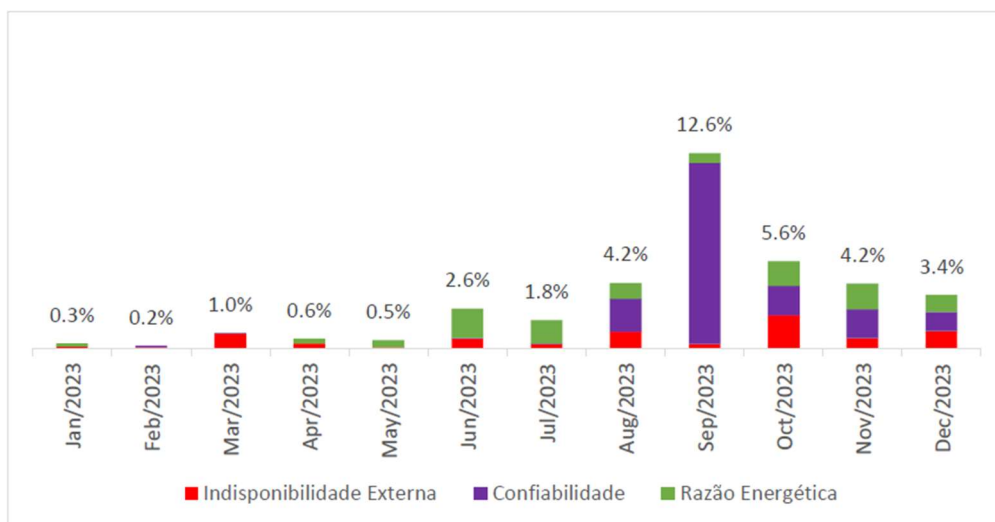


Figura 2-1 Evolução das restrições no ano de 2023 discretizadas por mês em % do potencial de geração [4].

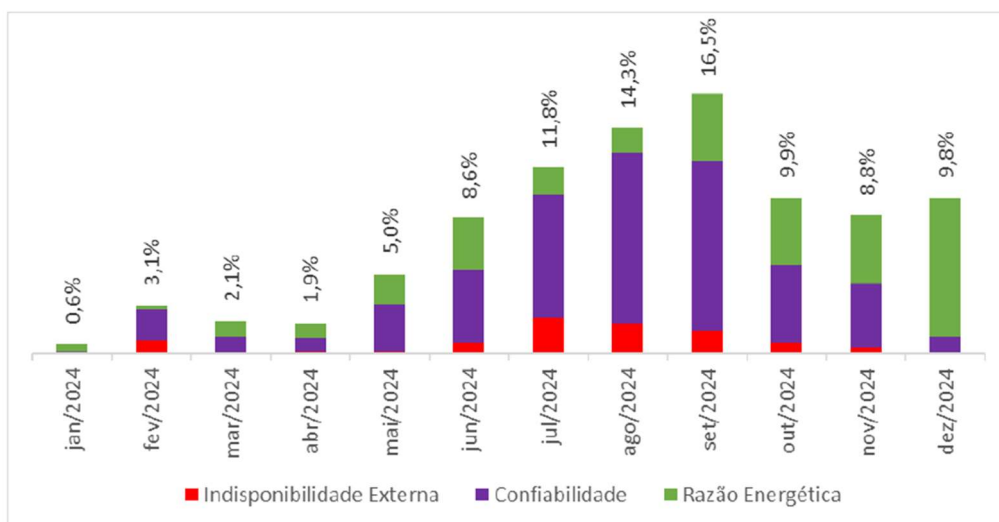


Figura 2-2 Evolução das restrições no ano de 2024 discretizadas por mês em % do potencial de geração [4].

A integração massiva de renováveis variáveis exige aprimoramentos na regulação, monitoramento e flexibilidade do SIN. Enquanto as usinas centralizadas demandam soluções de despacho e previsibilidade, as MMGDs exigem maior visibilidade e controle. Este trabalho foca no primeiro grupo, analisando estratégias para mitigar os desafios operacionais impostos pela expansão em larga escala da geração eólica e solar.

2.6.

Considerações finais

Este capítulo apresentou uma comparação dos processos de acesso de usinas renováveis aos sistemas de transmissão no Reino Unido, nos Estados Unidos e no Brasil. Verificou-se que, apesar de especificidades regulatórias e operativas, os três contextos convergem para o objetivo de integrar novas fontes sem comprometer segurança e confiabilidade. No Reino Unido, a reforma recente incluiu critérios de maturidade além da ordem cronológica, buscando maior eficiência na alocação de capacidade. Nos Estados Unidos, a PJM estrutura o acesso em etapas sequenciais (viabilidade, impactos sistêmicos e instalações), combinando rigor técnico e transparência. No Brasil, o ONS conduz o processo com base em estudos alinhados ao PAR/PEL, em sequência que compreende emissão do PA, celebração dos contratos CUST/CCT, outorga e entrada em operação com requisitos de supervisão/controle e qualidade de energia.

Na sequência, discutiu-se o corte de geração, em especial no SIN, evidenciando os desafios trazidos pela intermitência e por limitações de flexibilidade e de rede. Tais restrições operativas exigem mecanismos mais precisos de alocação de cortes e de gestão de congestionamentos, bem como a capacidade de antecipar o risco de restrição em novas conexões. Para tanto, propõe-se a utilização de índices de restrição de geração, probabilidade de ocorrência e montantes esperados, como insumos quantitativos para operadores e investidores.

A adoção de metodologias probabilísticas que incorporem explicitamente incertezas e representações realistas da oferta renovável (e.g., séries históricas) supera limitações de abordagens determinísticas ou de parametrizações médias (fator de capacidade/curvas de permanência). O fluxo de potência probabilístico, com simulação Monte Carlo, desponta como caminho promissor para avaliações de acesso mais precisas e adaptáveis. O próximo capítulo detalha essa metodologia.

3

Metodologia probabilística de avaliação de risco e corte esperado de geração no acesso de usinas renováveis

3.1.

Considerações iniciais

Este capítulo apresenta a metodologia desenvolvida para a análise de riscos associados ao acesso de usinas renováveis variáveis (eólicas e solares) ao sistema de transmissão, com base em fluxo de potência probabilístico. O objetivo é avaliar cenários operativos sob as incertezas de geração renovável, demanda e topologia da rede, assegurando representação realista do sistema.

A abordagem apoia-se na simulação Monte Carlo pseudossequencial, acoplada a modelos de fluxo de potência linearizado com perdas e de fluxo de potência ótimo, para estimar índices mensais de risco de acesso, que compreendem: probabilidade de sobrecargas em circuitos, probabilidade de ocorrência de corte de geração e montantes esperados de corte (MW) das centrais acessantes. As incertezas de carga, geração eólica e solar e disponibilidade de equipamentos são modeladas explicitamente e amostradas em horizonte anual, com avaliação e consolidação mensais. Adota-se critério de convergência pelo coeficiente de variação dos estimadores dos índices, para garantir a confiabilidade dos resultados.

Por fim, descrevem-se as etapas de implementação computacional e da configuração do caso base, com o detalhamento das modelagens e dos métodos matemáticos empregados.

3.2.

Fluxo de potência probabilístico

O fluxo de potência (FP) é ferramenta basilar para a análise de sistemas elétricos de energia (SEE). Contudo, a formulação determinística clássica não captura a variabilidade intrínseca da geração e da demanda e a incerteza na

disponibilidade de equipamentos. O fluxo de potência probabilístico (FPP) estende o FP ao tratar as variáveis de entrada como aleatórias — com distribuições e correlações explicitadas —, produzindo distribuições para os estados do sistema e, assim, delineando a região operacional factível. Ao incorporar essa dimensão estatística às equações do FP, o FPP fornece uma avaliação mais realista e orientada a risco, essencial para a segurança operativa e para o planejamento de SEE complexos, especialmente em contextos com alta penetração de renováveis.

O problema clássico de fluxo de potência pode ser representado pelas equações (3-1) e (3-2).

$$Y = g_y(X) \quad (3-1)$$

$$Z = g_z(X) \quad (3-2)$$

onde Y corresponde ao vetor de injeções nodais de potência ativa e reativa; X é o vetor de estado, composto por magnitudes e ângulos de tensão; e Z representa o vetor de saída, contendo, por exemplo, fluxos de potência nos ramos e perdas. As funções g_y e g_z descrevem as relações não lineares do fluxo de potência para uma determinada configuração da rede.

No FPP, as grandezas envolvidas no problema deixam de ser determinísticas e passam a ser definidos por distribuições de probabilidade. Por exemplo, o vetor Y pode refletir incertezas relacionadas à carga e à geração, modeladas por funções de probabilidade contínuas ou discretas. No caso das cargas, essas funções capturam incertezas de curto ou longo prazo, representando os erros de previsão [73]; para as unidades geradoras, representam indisponibilidades de equipamentos e a intermitência de fontes renováveis variáveis [74]. Ademais, quando se consideram contingências na rede ou variações nos parâmetros elétricos dos circuitos, as funções g_y e g_z também se tornam aleatórias [35].

A resolução do FPP é desafiadora devido à não linearidade das equações e à dimensão dos SEE. As abordagens podem ser agrupadas em (i) métodos analíticos e (ii) métodos baseados em simulação, em especial a simulação Monte Carlo (SMC). A escolha depende das particularidades do problema, dos recursos computacionais disponíveis e da precisão desejada.

Os métodos analíticos operam diretamente sobre distribuições e momentos [8], incluindo *point estimate method* [38, 39], amostragem por hipercubo latino [40,

41], *unscented transform* [42, 43, 44], cumulantes com expansão de Gram-Charlier [37], métodos de segunda ordem [75], caos polinomial [76] e esquemas que combinam redução de ordem do modelo com expansão da série de Neumann para acelerar o FPP [77]. Embora eficientes, essas técnicas costumam exigir linearizações ou hipóteses de distribuição que podem afetar a acurácia; por isso, seus resultados são usualmente confrontados com SMC para validação.

Por sua vez, os métodos de simulação, especialmente a SMC, acomodam de forma natural as não linearidades do FP e a implementação de procedimentos operativos (por exemplo, corte de carga e regras de despacho), oferecendo maior fidelidade de modelagem [7]. A SMC pode implicar em maior custo computacional que as abordagens analíticas, mas sua flexibilidade e capacidade de representar restrições e decisões operativas frequentemente a tornam preferível em aplicações realistas; e quando se busca coerência temporal, adota-se alguma variante sequencial, como a pseudossequencial, preservando características temporais de eventos ao longo do horizonte de estudo.

3.3.

Simulação Monte Carlo

A SMC é uma técnica numérica amplamente utilizada na análise de processos estocásticos pela sua flexibilidade e robustez [46, 47]. Aplicada ao fluxo de potência probabilístico (FPP), permite amostrar as variáveis de entrada — geração, carga e parâmetros de transmissão — a partir de suas funções de densidade de probabilidade (fdp) e, para cada amostra, resolver o fluxo de potência, obtendo o comportamento da rede sob condições variáveis.

No contexto do FPP, a SMC pode ser empregada com dois propósitos. O primeiro é a estimação de índices de risco (por exemplo, probabilidade de sobrecarga, probabilidade de ocorrência de corte de geração e seus montantes esperados), com um critério de parada baseado em convergência estatística — aqui, o coeficiente de variação — para garantir a precisão dos estimadores. Para acelerar a convergência, podem-se aplicar técnicas de redução de variância, como amostragem por importância ou por entropia cruzada [7]. O segundo propósito é a estimação das distribuições de probabilidade das variáveis de saída com um número fixo de amostras: quanto maior o tamanho amostral, maior a resolução da fdp estimada, ao custo de maior esforço computacional; ainda assim, eventos muito raros tendem a ser sub-representados pela amostragem direta [78].

As técnicas de SMC podem ser categorizadas segundo sua representação temporal em: não sequenciais [7], sequenciais [5, 48], pseudo-sequenciais [54, 55], quase sequenciais [51, 79], baseadas em *state transition* [80]. As variantes com estrutura cronológica capturam a influência da evolução temporal sobre as estatísticas de interesse e, por isso, são particularmente adequadas à análise de sistemas elétricos com alta penetração de renováveis variáveis.

No contexto do FPP, a SMC possui histórico relevante de aplicação na estimação de risco de inadequações elétricas [7, 59]; como base para problemas de contratação ótima de montantes de uso do sistema de transmissão [58, 81]; na avaliação da precisão de equivalentes estáticos flexíveis [82]; e na análise de impacto do acesso de geradores à rede de transmissão [5]. Quando empregada para estimar índices de risco com critério de parada pelo coeficiente de variação, a SMC pode se tornar computacionalmente onerosa, sobretudo na presença de eventos raros — cuja incidência não é conhecida *a priori*. Nesses casos, recomenda-se o uso de técnicas de redução de variância, como amostragem por importância e, em particular, o método da entropia cruzada, a fim de reduzir o número de amostras necessárias e, conseqüentemente, o tempo de computação [7, 83].

A SMC sequencial é a ferramenta natural para representar dinâmicas cronológicas; entretanto, a modelagem estritamente cronológica costuma ser mais onerosa do que a abordagem não sequencial. A simulação pseudossequencial preserva grande parte da fidelidade temporal da SMC sequencial, com menor esforço computacional [54, 55]. Neste trabalho, adota-se esta variante: em cada amostra sorteiam-se (i) o estado de disponibilidade dos equipamentos e (ii) um par de índices — um de cenário (curva) e outro horário dentro do mês em avaliação; a partir desse par, extraem-se das séries de referência as condições de carga e de geração eólica e solar, preservando-se as correlações sazonais, espaciais e entre usinas, ainda que sem simular explicitamente a ordem temporal. Considera-se que todos os cenários de séries temporais são equiprováveis, assim como cada índice de hora dentro do mês. Assim, obtém-se um equilíbrio entre realismo estatístico e custo computacional.

Dessa forma, na iteração k , o estado amostrado S_k , reúne (a) a condição operativa dos equipamentos de geração e transmissão e (b) as injeções nodais, derivadas das séries temporais de carga e geração por meio do índice de cenário e do índice horário. Após a verificação operativa via fluxo de potência, os estimadores dos indicadores de risco são dados pelo valor médio de uma função teste $F(\cdot)$ sobre N amostras avaliadas, como

$$\hat{E}[F(\mathcal{S})] = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N F(\mathcal{S}_k). \quad (3-3)$$

As funções teste usadas neste trabalho são:

- Probabilidade de sobrecarga em circuito:

$$F_{sobrecarga}(\mathcal{S}_k) = \begin{cases} 1, & \text{se } \mathcal{S}_k \text{ é estado de circuito em sobrecarga} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3-4)$$

- Probabilidade de corte de geração:

$$F_{prob. corte}(\mathcal{S}_k) = \begin{cases} 1, & \text{se } \mathcal{S}_k \text{ é estado de corte de geração} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3-5)$$

- Montante esperado de corte (MW):

$$F_{mont. corte}(\mathcal{S}_k) = \begin{cases} \Delta G_k, & \text{se } \mathcal{S}_k \text{ é estado de corte de geração} \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3-6)$$

em ΔG_k é o montante de corte de geração na amostra k .

Para que a SMC forneça indicadores confiáveis, adota-se o coeficiente de variação (β) dos estimadores, definido por

$$\beta = \frac{\sqrt{V(\hat{E}[F])}}{\hat{E}[F]}. \quad (3-7)$$

O coeficiente de variação é uma medida normalizada da incerteza, que indica a proporção da variância em relação à média da medida de desempenho estimada. Quanto menor o valor de β , mais precisa é a estimativa. Para garantir a precisão dos resultados, é necessário especificar uma tolerância como critério de parada da SMC.

3.4.

Metodologia proposta

Esta seção apresenta a metodologia proposta para avaliar os riscos de sobrecarga e de corte de geração na conexão de novas usinas renováveis variáveis ao sistema de transmissão. O método emprega o FPP para representar explicitamente as incertezas das variáveis de entrada e produzir estimadores de risco com controle de precisão. Consideram-se, como fontes de incerteza, (i) diferentes cenários de carga, (ii) a topologia e a disponibilidade da rede, (iii) a variabilidade da geração eólica (a partir de séries ou cenários) e (iv) a variabilidade da geração solar (também a partir de séries ou cenários). A amostragem segue a lógica de simulação Monte Carlo pseudossequencial, de modo a preservar correlações sazonais e diárias entre as variáveis.

Na implementação computacional, o ano é particionado em doze janelas mensais processadas sequencialmente (janeiro a dezembro), e cada mês é amostrado e avaliado de forma independente, gerando seus próprios índices (probabilidade de sobrecarga, probabilidade de corte e montante esperado de corte). A convergência dos estimadores é monitorada pelo coeficiente de variação, garantindo a confiabilidade dos resultados mês a mês.

O processo de simulação consiste, mês a mês, em sortear amostras que representem o comportamento estocástico das variáveis de entrada — carga, geração eólica e solar e topologia da rede — e, para cada amostra, resolver o fluxo de potência linearizado (FPDC) com perdas para avaliar o estado do sistema e identificar violações operativas. Havendo sobrecargas em circuitos monitorados, executa-se um fluxo de potência ótimo linearizado (FPODC) para readequar as grandezas elétricas, o que pode implicar cortes de geração nas usinas conectadas. A resposta do FPODC indica a ocorrência e a magnitude desses cortes, permitindo estimar os riscos associados à operação.

A metodologia proposta organiza-se em duas etapas: preparo de dados e SMC, com os seguintes passos.

Etapas de preparo de dados e informações:

Passo 1: Definição do caso base.

a) Selecionar a rede que servirá de referência para as conexões das usinas renováveis variáveis.

b) Incluir no caso base (ou em arquivos auxiliares) os custos de geração necessários ao despacho econômico e à solução do FPODC.

Passo 2: Preparação e carga de arquivos auxiliares.

a) Cargas: histórico horário de um ano.

b) Geração renovável: históricos por usina. Para eólicas, séries de velocidade de vento ou de potência em MW; para fotovoltaicas, séries de irradiância ou de potência em MW. Se utilizados vento/irradiância, prever a conversão para potência.

c) Parâmetro de indisponibilidade de equipamentos (*forced outage rate*, FOR): probabilidade de falha forçada de geradores e circuitos.

Etapas de SMC (para cada mês avaliado):

Passo 1: Início da SMC.

a) Em cada iteração, sortear índices de cenários, entre os disponíveis das séries temporais para as renováveis eólicas/solar, e um índice de hora dentro mês. Considera-se que todos os cenários de séries temporais são equiprováveis, assim como cada índice de hora dentro do mês.

b) A partir desses índices, extrair das séries de referência as condições de carga e de geração eólica/solar; adicionalmente, aplicar um ruído probabilístico gaussiano à carga para ampliar a incerteza.

c) Sortear a disponibilidade de equipamentos, com base nas FOR de geradores e circuitos. A disponibilidade é obtida ao se sortear um valor aleatório a partir de uma distribuição uniforme entre zero e um. Caso o valor obtido seja menor ou igual a FOR do equipamento, é considerado que este está indisponível. Caso o contrário, o equipamento é considerado disponível.

Passo 2: Verificação de atendimento à carga.

a) Verificar se a geração disponível atende à carga total; em caso negativo, registrar corte de carga proporcional ao déficit.

Passo 3: Despacho e solução do FPDC com perdas.

a) Aplicar as variáveis sorteadas ao caso base e realizar o despacho por mérito de custo: usinas eólicas/fotovoltaicas com custo zero (despacho prioritário) e demais geradores até seus limites, em ordem crescente de custo.

b) Resolver o FPDC com inserção de perdas (ver Seção 3.4.1) e, se convergente, registrar eventuais sobrecargas.

Passo 4: Mitigação de sobrecargas.

a) Existindo sobrecargas, resolver o FPODC (ver Seção 3.4.2) para readequar fluxos.

b) Identificar se houve corte de geração nas usinas monitoradas (eólicas/fotovoltaicas) e registrar ocorrência e magnitude.

Passo 5: Controle de convergência e saída de resultados.

a) Calcular o coeficiente de variação (β) dos estimadores de probabilidade de sobrecarga, de probabilidade de corte de geração e de montante esperado de corte.

b) Se o β atender à tolerância, encerrar o mês; caso contrário, prosseguir com novas iterações - até que atinja o número máximo de iterações preestabelecido.

c) Ao final, consolidar e escrever os índices mensais (probabilidades e montantes esperados).

d) Caso haja novo mês a avaliar, prosseguir; caso contrário, encerrar a avaliação.

As seções seguintes detalham os métodos de solução e a caracterização das variáveis de entrada.

3.4.1.

Fluxo de potência DC com perdas

O fluxo de potência linearizado (FPDC) é uma aproximação linear das equações de fluxo de potência tradicionais (FPAC). Essa simplificação traz ganhos expressivos de eficiência computacional, com perda limitada de precisão quando o objetivo não requer a representação explícita de tensões em barras nem de potências reativas [84]. Por isso, o FPDC é amplamente empregado em estudos de grande porte, nos quais o custo computacional é fator crítico [85].

O modelo clássico do FPDC parte das seguintes hipóteses: módulos de tensão unitários em todas as barras; ângulos de tensão pequenos (de modo que $\sin \theta \approx \theta$); e desconsideração de perdas ôhmicas. Nessas condições, o fluxo ativo no ramo $i - j$ é dado por

$$P_{ij} = \frac{1}{X_{ij}} (\theta_i - \theta_j), \quad (3-8)$$

onde P_{ij} é a potência que flui no ramo $i - j$, X_{ij} é a reatância do ramo $i - j$, θ_i é o ângulo da barra i e θ_j é o ângulo da barra j .

Evoluções do modelo, como a proposta em [84], introduzem uma estimação explícita de perdas, resultando no chamado FPDC com perdas (ou fluxo linearizado com perdas). A ideia é representar as perdas do ramo por injeções ativas adicionais nas barras terminais, preservando a estrutura linear do problema. Assim, as equações de fluxo passam a

$$P_{ij} = \frac{1}{X_{ij}} (\theta_i - \theta_j) + \Delta_{ij} \quad (3-9)$$

$$P_{ji} = -\frac{1}{X_{ij}} (\theta_i - \theta_j) + \Delta_{ji} \quad (3-10)$$

onde Δ_{ij} , Δ_{ji} são as parcelas de perda injetadas em cada terminal do ramo. A perda total estimada na linha em questão é obtida pela soma $\Delta_{ij} + \Delta_{ji}$.

Os valores de Δ são obtidos a partir da equação (3-11).

$$\Delta_{ji} = \frac{1}{2} (P_f^2 R), \quad (3-11)$$

onde P_f é o fluxo de potência no ramo e R é a resistência da linha de transmissão, sendo ambos os valores em por unidade.

A principal vantagem do FPDC com perdas é manter a estrutura linear e a esparsidade da matriz nodal, preservando a eficiência computacional ao mesmo tempo em que melhora a aderência dos fluxos ativos em relação ao modelo AC. Em [84], por exemplo, simulações indicam erros médios de fluxo da ordem de até 5% nos ramos mais carregados quando o modelo linearizado é ajustado por uma solução AC, ao passo que o FPDC tradicional (sem perdas) tende a apresentar desvios maiores.

No presente trabalho, cada amostra da SMC requer a solução de um problema de fluxo de potência. A adoção do modelo tradicional não linear mostrou-se excessivamente custosa para o volume de amostras considerado. Como o foco da análise recai sobre grandezas ativas (carregamentos e cortes de geração), optou-se pelo FPDC com perdas. Na prática, o método apresentou desempenho computacional muito superior — cerca de vinte vezes mais rápido que a

implementação tradicional FPAC —, característica particularmente valiosa em um contexto estocástico com grande número de avaliações.

3.4.2.

Fluxo de potência ótimo DC

O fluxo de potência ótimo (FPO) é ferramenta central para a operação eficiente de sistemas elétricos de potência. Entre os objetivos recorrentes estão a minimização do custo total de geração, a mitigação de violações na rede, a redução de perdas ativas, o controle de desvios de tensão e o aumento de margens de estabilidade [51, 86-94]. Neste trabalho, emprega-se um modelo linear DC (FPODC) com a finalidade específica de corrigir sobrecargas identificadas após o FPDC, buscando o mínimo desvio em relação ao ponto operativo de referência. Essa readequação pode resultar em cortes de geração nas centrais acessantes, evento registrado ao longo da SMC. Estrutura semelhante é comum em estudos de confiabilidade composta (geração–transmissão) para quantificar ocorrência, montante, frequência e duração de cortes de carga [51].

As variáveis de decisão são:

- Ângulo de tensão nodal: $\theta_b, \forall b \in \Omega_B$;
- Desvio de elevação de geração: $\Delta P_g^{elev}, \forall g \in \Omega_G$;
- Desvio de redução de geração: $\Delta P_g^{red}, \forall g \in \Omega_G$;
- Geração fictícia nodal (corte de carga): $r_b, \forall b \in \Omega_B$

em que Ω_B é o conjunto de índices de barras e Ω_G é o conjunto de índices de geradores.

A função objetivo aplicada neste trabalho é definida por (3-12).

$$\min \sum_{g \in \Omega_G} C_g (\Delta P_g^{elev} - \Delta P_g^{red}) + M_1 \sum_{b \in \Omega_B} r_b + M_2 \sum_{g \in \Omega_G} (\Delta P_g^{elev} + \Delta P_g^{red}) \quad (3-12)$$

onde C_g é o custo do gerador $g \in \Omega_G$.

O primeiro termo da função objetivo da eq. (3-12) avalia o custo de despacho; o segundo, ponderado por M_1 , desincentiva o corte de carga; e o

terceiro, penalizado por M_2 , limita o desvio em relação ao ponto operativo de referência (pós-FPDC com perdas).

As restrições são descritas por:

- Elevação e redução da geração no gerador:

$$0 \leq \Delta P_g^{elev} \leq P_g^{MAX} - P_g^{ref}, \forall g \in \Omega_G \quad (3-13)$$

$$0 \leq \Delta P_g^{red} \leq P_g^{ref}, \forall g \in \Omega_G \quad (3-14)$$

sendo P_g^{ref} é a potência ativa do gerador $g \in \Omega_G$ no caso referência; P_g^{MAX} é a capacidade de geração do gerador $g \in \Omega_G$. A restrição (3-14) pressupõe limite mínimo de geração nulo.

- Corte de carga:

$$0 \leq r_b \leq P_{D,b}, \forall b \in \Omega_B \quad (3-15)$$

onde $P_{D,b}$ é a carga da barra $b \in \Omega_B$ no caso de referência.

- Fluxo de potência nas linhas:

$$-S_{ij}^{MAX} \leq \frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} \leq S_{ij}^{MAX}, \forall (i, j) \in \Omega_L \quad (3-16)$$

onde S_{ij}^{MAX} representa a capacidade do ramo $i - j$; X_{ij} é a reatância do circuito $i - j$; e Ω_L é o conjunto dos circuitos, cujos elementos são os pares ordenados dos índices das barras terminais do circuito.

- O balanço de potência nodal:

$$\sum_{g \in \Omega_{G,B}} (P_g^{ref} + \Delta P_g^{elev} - \Delta P_g^{red}) - P_{D,b} + r_b - \sum_{j \in \Omega_M} \frac{\theta_b - \theta_j}{X_{bj}} = 0, \forall b \in \Omega_B \quad (3-17)$$

onde $\Omega_{G,B}$ é o conjunto de índices de geradores conectados na barra b ; e Ω_M é o conjunto de índices de barras vizinhas à barra b .

O FPODC é formulado como um modelo linear e resolvido para cada amostra da SMC em que há necessidade de alívio de sobrecargas em circuitos. A solução fornece os ajustes de geração e, em particular, os cortes efetivos nas centrais acessantes (quando presentes), a partir dos quais se estimam as probabilidades de ocorrência e os montantes esperados por mês. Na prática, adota-se $M_1 \gg M_2$ para privilegiar redespacho de geração e evitar corte de carga; custos C_g , geração de referência P_g^{ref} e limites P_g^{MAX} são definidos a partir do caso base e de arquivos auxiliares. Essa etapa assegura que a mitigação de sobrecargas respeite os limites de transmissão e minimize desvios operativos antes de recorrer ao corte de geração. O método FPODC implementado não dispõe de um critério de desempate para situações incomuns em que os resultados da otimização apontem duas ou mais ações concorrentes com exatamente o mesmo efeito. A definição desse critério pode ser considerada uma evolução futura do algoritmo.

3.4.3.

Modelagem da incerteza da carga

A incerteza da carga é modelada pelo sorteio de cenários horários a partir de uma curva típica anual de fator de carga. Essa curva fornece fatores percentuais; em cada amostra, multiplica-se a carga pico do caso base pelo fator sorteado, mantendo as proporções entre as barras do sistema. Para acrescentar variabilidade, aplica-se uma perturbação adicional com distribuição normal: o fator sorteado é tomado como média e utiliza-se um desvio-padrão predefinido para obter o valor final. A metodologia também admite o uso de qualquer técnica de séries temporais que gere cenários a partir de dados conhecidos.

3.4.4.

Modelagem das indisponibilidades de geração e transmissão

As incertezas topológicas da rede são representadas a partir dos valores de disponibilidade dos equipamentos (geradores e linhas de transmissão). Ao longo da vida útil, as taxas de falha variam conforme a “curva da banheira” — com fases de mortalidade infantil (queda), vida útil estável (aprox. constante) e envelhecimento (elevação), conforme a Figura 3-1 [95]:

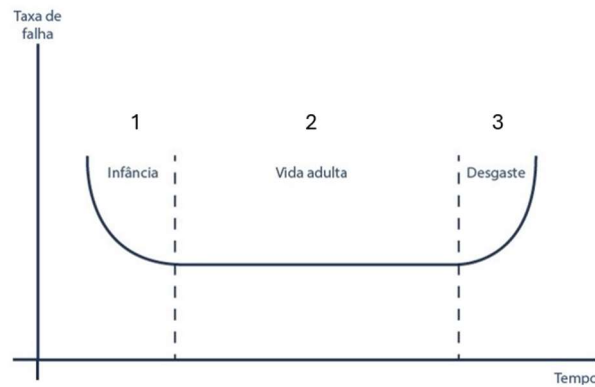


Figura 3-1 “Curva da banheira” típica.

Neste trabalho, assume-se que todos os equipamentos operam na segunda fase (vida útil estável), com taxas de falha e de reparo aproximadamente constantes. A disponibilidade A de cada componente é obtida a partir de sua taxa de reparo μ e de sua taxa de falha λ por

$$A = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (3-18)$$

O estado de cada equipamento em cada iteração da simulação é sorteado de forma independente, com base em A : o componente é considerado disponível (em serviço) com probabilidade A e indisponível (retirado de serviço por contingência forçada) com probabilidade $FOR = 1 - A$. A obtenção dos estados dos equipamentos é realizada ao se sortear um valor aleatório a partir de uma distribuição uniforme entre zero e um. Caso o valor obtido seja menor ou igual a FOR do equipamento, é considerado que este está indisponível. Caso o contrário, o equipamento é considerado disponível. Não há dependência entre o estado atual e o estado na iteração anterior.

3.4.5.

Despacho de geração

O despacho dos geradores é realizado exclusivamente por mérito de custo, tomando o custo marginal de operação (R\$/MW) como critério de ordenação. Assim, as unidades mais econômicas são acionadas primeiro até o atendimento da carga e dos limites operativos, reproduzindo o comportamento típico de sistemas em regime de mercado e maximizando a eficiência econômica.

As usinas eólicas e fotovoltaicas são modeladas com custo marginal zero, refletindo seu baixo custo operacional. Com isso, são despachadas prioritariamente, em consonância com políticas de incentivo às fontes renováveis e com práticas operacionais observadas em sistemas reais. O resultado desse despacho serve de ponto de referência para a etapa subsequente de FPODC, quando necessária a mitigação de sobrecargas.

Não foi considerada nenhuma restrição de despacho das usinas renováveis por critérios de segurança dinâmica no sistema elétrico. Trata-se de uma condição fictícia, sem correspondência com a realidade operativa, escolhida para viabilizar a validação da metodologia sem acréscimo de complexidade. Ainda assim, compreende-se que as restrições conhecidas podem ser incorporadas à metodologia na etapa de despacho.

3.4.6.

Modelagem da geração eólica

A modelagem dos geradores eólicos foi realizada utilizando a relação entre a velocidade do vento (m/s) e a potência de saída (MW). A relação é observada na equação (3-19). Observa-se que esta equação considera também as limitações físicas do gerador.

$$P(v) = \begin{cases} 0, & \text{se } v < v_{cut-in} \text{ ou } v_{cut-out} \leq v \\ \frac{1}{2} \rho A C_p v^3, & \text{se } v_{cut-in} \leq v \leq v_r \\ P_r, & \text{se } v_{cut-out} \leq v \end{cases} \quad (3-19)$$

onde P é a potência de saída (watts), ρ é a densidade do ar (kg/m³), v é a velocidade do vento (m/s), A é a área varrida da turbina (m²), C_p é o coeficiente de potência, v_{cut-in} é a velocidade de partida do vento, $v_{cut-out}$ é a velocidade de corte do vento e v_r é a velocidade nominal.

Este trabalho utilizou informações históricas de velocidade de vento para representar as incertezas eólicas das regiões onde seriam conectadas as usinas acessantes [96]. A velocidade do vento amostrada é convertida em potência por (3-19) e multiplicada pelo número de aerogeradores disponíveis em cada usina a cada iteração.

3.4.7.

Modelagem da geração solar

A geração fotovoltaica é representada por uma série histórica de potência ativa. Quando a informação disponível é a incidência solar (irradiância), procede-se à conversão para potência por meio de um modelo adequado, obtendo-se a série equivalente de geração. Neste trabalho, não foram consideradas incertezas de disponibilidade dos equipamentos solares; contudo, a metodologia admite sua inclusão, caso se deseje, por meio da modelagem de estados de disponibilidade dos painéis e/ou conjuntos.

3.5.

Considerações finais

A metodologia proposta oferece uma abordagem mais robusta para avaliar riscos em sistemas elétricos de potência, produzindo resultados mais fidedignos do que a análise determinística. Com o uso do fluxo de potência probabilístico, incorporaram-se explicitamente as incertezas das variáveis de entrada, permitindo estimar probabilidades das ocorrências de interesse — neste trabalho, sobrecarga em linhas de transmissão e corte de geração de usinas renováveis — com controle de precisão por critério de convergência.

Para resolver o FPP, adotou-se a simulação de Monte Carlo pseudossequencial, escolhida por sua simplicidade e flexibilidade. O procedimento é eficaz na amostragem de cenários e na obtenção de estimadores convergentes. Ressalte-se, contudo, que o custo computacional pode crescer significativamente com o número de amostras e/ou com topologias de rede mais complexas, exigindo atenção ao dimensionamento do experimento. Técnicas de redução de variância podem ser adotadas para mitigação de gargalos computacionais.

O próximo capítulo apresenta a implementação da metodologia e os resultados obtidos nos estudos de caso.

4

Simulações e resultados

4.1

Considerações iniciais

Este capítulo apresenta as simulações e os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta no Capítulo 3 a um estudo de caso baseado no sistema IEEE RTS-79, de 24 barras. O objetivo é avaliar os índices de risco de sobrecarga e, em especial, de corte de geração renovável dos acessantes ao sistema de transmissão, por meio de FPP e SMC.

Inicialmente, avaliam-se, via FPP, os riscos associados à operação da rede sem a consideração de acessantes renováveis (caso base). Em seguida, analisa-se o impacto do primeiro acessante — um gerador eólico com capacidade solicitada de 99 MW — segundo dois protocolos de avaliação de risco de conexão: (i) manutenção da geração do acessante em patamar fixo ao longo de toda a avaliação; e (ii) geração modelada por séries temporais. Em ambos os casos, inicia-se pela capacidade solicitada, com reduções graduais de 10% até atender ao limite de risco máximo admissível de sobrecarga de 5%. Posteriormente, avalia-se um segundo pedido de acesso, também eólico (330 MW), após a integração do primeiro acessante. Por fim, considera-se a conexão de uma usina fotovoltaica de 340 MW. O mesmo protocolo de avaliação é aplicado a cada novo estudo de acesso.

O restante do capítulo organiza-se da seguinte forma: a Seção 4.2 descreve as características do sistema elétrico utilizado, os dados de entrada e os acessantes, além das estratégias de avaliação e das considerações gerais de simulação; a Seção 4.3 detalha os estudos do caso base e das conexões dos acessantes de geração renovável, com ampla discussão dos resultados; e a Seção 4.4 apresenta as considerações finais sobre a avaliação probabilística de impacto do acesso de renováveis ao sistema de transmissão.

4.2

Sistema teste – IEEE RTS 79

Foi escolhido o sistema-teste IEEE RTS-79 (24 barras) em razão de sua ampla utilização em estudos de análise de risco e confiabilidade de sistemas de potência. Sua dimensão e a disponibilidade de informações o tornam uma escolha efetiva para avaliação e desenvolvimento de métodos e algoritmos. Os dados do sistema são apresentados em [97]. A rede possui duas áreas distintas (138 kV e 230 kV), 24 barras, 38 circuitos e 32 unidades geradoras distribuídas em 14 usinas. A geração total instalada é de 3405 MW, e a carga de pico do sistema é de 2850 MW. A Figura 4-1 mostra o diagrama unifilar da rede, e a Tabela 4-1 apresenta a distribuição de carga por barramento no pico. O sistema conta apenas com geração síncrona, sem conexões de fontes baseadas em inversores (eólicas e fotovoltaicas).

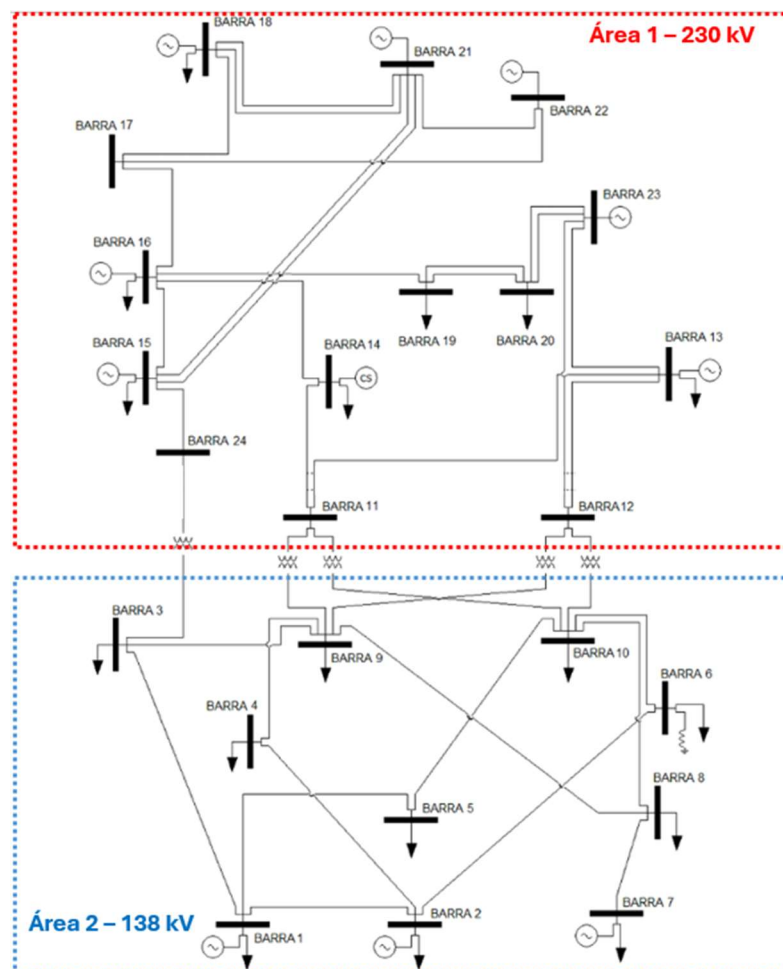


Figura 4-1 Diagrama unifilar do sistema IEEE RTS 79.

Tabela 4-1 – Carga pico por barra no sistema IEEE RTS 79 24 barras.

Barra	MW	Mvar	% carga
1	108	22	3,8
2	97	20	3,4
3	180	37	6,3
4	74	15	2,6
5	71	14	2,5
6	136	28	4,8
7	125	25	4,4
8	171	35	6,0
9	175	36	6,1
10	195	40	6,8
13	265	54	9,3
14	194	39	6,8
15	317	64	11,1
16	100	20	3,5
18	333	68	11,7
19	181	37	6,4
20	128	26	4,5
Total	2850	580	100,0

A implementação do FPP via SMC exige a avaliação de múltiplos cenários para obtenção dos índices de interesse. A criação desses cenários no IEEE RTS-79 utiliza séries temporais de carga variável e alterações topológicas a partir das taxas de indisponibilidade forçada (*forced outage rate*, FOR) de linhas de transmissão e geradores.

A série temporal de carga é composta por fatores de carregamento. Para cada hora e cada barra, o valor da carga resulta da multiplicação do pico pelo fator associado àquela hora. Neste trabalho, modela-se a incerteza assumindo a carga horária como a média de uma distribuição normal, com desvio-padrão igual a 2,5% dessa média.

As FOR, obtidas em [97], são consideradas para cada equipamento de geração e de transmissão, permitindo a ocorrência de contingências aleatórias. Quanto maior a FOR de um equipamento, maior a probabilidade de desligamentos não programados. Essa dinâmica faz com que a topologia da rede varie a cada amostra, simulando o comportamento real de um sistema elétrico.

O objetivo é avaliar a viabilidade de acesso e os riscos de corte de geração de usinas renováveis que pretendem se conectar ao sistema. Para validar a metodologia proposta, consideram-se três acessantes: duas usinas eólicas e uma fotovoltaica.

As usinas eólicas são caracterizadas pela implementação de um número determinado de aerogeradores. A potência gerada é obtida a partir da velocidade do vento por meio da curva $P(v)$ do aerogerador pela equação (3-19); adota-se o mesmo patamar de velocidade para todos os aerogeradores da usina. O modelo utilizado é o Vestas V155, de potência nominal de 3,3 MW [98], e os dados de confiabilidade dos aerogeradores foram obtidos em [99]. A Tabela 4-2 reúne os dados utilizados para cada equipamento. As usinas eólicas avaliadas são: Usina Eólica #01, com 30 aerogeradores, totalizando 99 MW de potência instalada; e Usina Eólica #02, com 100 aerogeradores, totalizando 330 MW. Considera-se que as usinas estão próximas geograficamente, o que permite o uso do mesmo conjunto de séries de vento. A Tabela 4-3 apresenta os fatores de capacidade eólicos médios mensais.

Tabela 4-2 – Dados dos aerogeradores.

Parâmetro	Valor
Área varrida (m^2)	18.869
Velocidade de início v_{cut-in} (m/s)	3
Velocidade de corte $v_{cut-out}$ (m/s)	18
Velocidade nominal v_r (m/s)	16
Potência nominal P_r (MW)	3,3
Taxa de falha λ (falhas/ano)	2,721
Taxa de reparo μ (reparos/ano)	31,286

Tabela 4-3 – Fator de capacidade médio mensal (%) eólico para um ano.

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
35,7	41,9	32,6	27,9	21,3	21,0	15,8	13,9	13,6	23,1	29,9	24,9

A usina fotovoltaica, considerada como terceiro requerente de acesso, possui potência nominal de 340 MW. Diferentemente das usinas eólicas, sua geração é modelada diretamente por séries temporais de fator de capacidade. A informação de geração fotovoltaica foi obtida na base de dados do ONS [100]; os fatores de capacidade médios mensais utilizados constam na Tabela 4-4.

Tabela 4-4 – Fator de capacidade médio mensal (%) solar para um ano.

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
6,9	7,2	7,5	8,1	6,7	7,4	7,1	6,7	6,3	6,3	5,9	6,4

Os limites inferiores de potência ativa das unidades geradoras foram fixados em 0 MW, e os custos marginais foram obtidos de [97], à exceção dos geradores conectados à barra de referência (*swing*), cujos custos foram ajustados para desincentivar o despacho econômico, preservando-os preferencialmente para o balanço residual de potência ativa. Os acessantes — por se tratarem de fontes renováveis variáveis — foram modelados com custo marginal nulo, assegurando prioridade de despacho por ordem de mérito, limitada apenas por restrições técnicas e de rede.

As simulações foram implementadas na plataforma MATLAB R2023a [101], utilizando-se a biblioteca MATPOWER [102] como apoio na construção dos métodos de solução de FPDC e FPODC.

4.3

Estudo de caso

Esta seção apresenta os estudos, as simulações e os resultados obtidos com a aplicação da metodologia do Capítulo 3 ao sistema IEEE RTS-79 (24 barras). A Seção 4.2 descreveu a rede elétrica, suas características e as incertezas consideradas. O estudo de caso abrange: (i) o caso base, sem acessantes (Seção 4.3.1); e (ii) a avaliação incremental dos impactos de acesso de fontes renováveis variáveis, um a um. São analisados, em sequência, um parque eólico de 99 MW (na Seção 4.3.2.1), outro de 330 MW (na Seção 4.3.2.2) e, por fim, uma central fotovoltaica de 340 MW (na Seção 4.3.2.3).

4.3.1.

Caso base

A primeira etapa do estudo de caso consistiu na simulação do caso base, sem a inclusão das usinas eólicas e fotovoltaicas, com o objetivo de caracterizar o comportamento do sistema original. A análise considerou as incertezas de carga e as contingências dos equipamentos (linhas e unidades geradoras). O FPP foi empregado para avaliar os índices de risco de sobrecarga nos ramos do sistema e identificar eventuais circuitos críticos. Os resultados indicam ausência de problemas de sobrecarga nas linhas de transmissão: as probabilidades de violação foram praticamente nulas em todos os circuitos monitorados (todos os circuitos da área de 230 kV). A Tabela 4-5 apresenta, em percentual, as

probabilidades de sobrecarga consolidadas por mês, considerando o valor máximo de probabilidade dentre os ramos monitorados.

Tabela 4-5 – Probabilidade (%) de sobrecarga nos ramos para o caso base.

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,03	0,03	0,01	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,3	0,03

Observa-se que o maior índice de risco foi de 0,04%. Nesse cenário, a simulação não convergiu para o coeficiente de variação (β) alvo, que é 5%, dado o caráter extremamente raro dos eventos monitorados, o que acarretou em valores de β próximos de 100% em todos os meses; recaiu-se, portanto, no critério de parada por número máximo de iterações, fixado em 10^6 . A Tabela 4-6 apresenta os tempos computacionais mensais da simulação e o número de iterações alcançado. Ao todo, a simulação exigiu 21h e 30 min. Conclui-se que o caso base está íntegro, sem índices de risco de sobrecarga preocupantes e sem pontos de atenção em ramos específicos.

Tabela 4-6 – Número de iterações e tempos computacionais para a simulação do caso base.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Iteração	10^6	10^6	10^6	10^6	10^6	10^6	10^6	10^6	10^6	10^6	10^6	10^6
Tempo (min)	103	103	107	100	104	105	105	104	104	102	98	98

4.3.2.

Estudo dos acessantes

O estudo do impacto da conexão de usinas renováveis na rede de transmissão tem por objetivo determinar a potência máxima autorizada de cada usina, sem que se exceda o limite de risco de sobrecarga fixado em 5%. Caso alguma configuração ultrapasse o risco limite, em qualquer circuito monitorado, a capacidade instalada da usina é reduzida até que o FPP indique risco aceitável para a conexão.

O protocolo de avaliação adota dois critérios:

Critério 1 (C1): O acessante opera, em toda a simulação, com geração igual à capacidade requerida (não se consideram fatores sazonais de capacidade). A potência instalada é reduzida progressivamente, em degraus de 10%, até que os índices atendam ao limite especificado.

Critério 2 (C2): A potência do acessante é variável com o tempo, conforme as séries de entrada (vento e/ou fotovoltaica). A capacidade inicial é a requerida

e a redução ocorre progressivamente, em degraus de 10%, até que os critérios sejam atendidos.

O Critério 1 configura um ensaio de estresse (condição fictícia), ao manter a geração renovável em seu máximo ao longo de toda a análise — situação raramente observada na prática. O Critério 2 reproduz o comportamento real das fontes renováveis, utilizando séries de velocidade do vento e de geração fotovoltaica para estimar probabilidades com base nas estatísticas do recurso local. Após a primeira avaliação de acesso, adota-se a premissa de que cada novo estudo considera a configuração viável obtida para a usina previamente conectada, cuja geração passa a seguir as respectivas séries temporais.

A escolha do valor de 5% para a tolerância de risco é empírica e qualquer valor representativo do perfil de risco do operador por ser adotado [18].

O primeiro requerimento de acesso avaliado é o de uma usina eólica de 99 MW, com conexão proposta na barra 21 da rede.

4.3.2.1.

Primeiro acesso: Usina eólica #01

Este cenário considera a conexão da Usina Eólica #01 (99 MW) na barra 21 do sistema; o arranjo de conexão é mostrado na Figura 4-2. A Tabela 4-7 apresenta as probabilidades mensais de sobrecarga sob o Critério 1 (geração constante em 100% da capacidade), considerando o valor máximo de probabilidade dentre os ramos monitorados. Observa-se que os índices de risco não sofreram aumento expressivo em relação ao caso base. Neste cenário, a simulação também não atingiu a convergência do coeficiente de variação (β), dado o caráter extremamente raro dos eventos monitorados; adotou-se, portanto, o critério de parada por número máximo de iterações, fixado em 10^6 . A Tabela 4-8 indica os tempos computacionais mensais e o número de iterações alcançado; no total, a simulação exigiu 18h e 50min.

Como o cenário conservador de geração fixada em 100% (Critério 1) não apontou riscos, espera-se que a análise com geração variável (Critério 2) apresente índices ainda menores. Confirmando essa expectativa, a Tabela 4-10 mostra as probabilidades de sobrecarga quando a usina gera a partir da série de velocidade do vento, indicando viabilidade de conexão sem restrições. A redução das probabilidades é compatível com o fato de a geração eólica, na prática, raramente operar em seu máximo contínuo. Esse caso também não registrou risco de corte de geração. O número de iterações e os tempos computacionais permaneceram praticamente inalterados, dado o baixo nível dos índices; os coeficientes de variação foram ainda não convergentes.

Tabela 4-10 – Probabilidade (%) de sobrecarga nos ramos com a Usina Eólica #01 gerando a partir das séries de vento (C2).

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,04	0,04	0,04	0,05	0,03	0,03	0,03	0,05	0,03	0,05	0,04	0,04

A próxima seção examina os índices de risco associados à conexão da Usina Eólica #02 na barra 17. Para essa análise, a Usina Eólica #01 passa a ter sua geração modelada por séries temporais de vento.

4.3.2.2.

Segundo acesso: Usina eólica #02

Este cenário considera a conexão da Usina Eólica #02 (330 MW) na barra 17, em um sistema que já inclui a Usina Eólica #01 (99 MW) conectada à barra 21. O arranjo de conexão é ilustrado na Figura 4-3. A análise de dois pedidos de acesso em regiões eletricamente próximas busca reproduzir a situação real de concorrência por conexão em áreas com recurso energético favorável e baixo custo de terra, condição que tipicamente gera gargalos de transmissão. A avaliação inicia-se pelo Critério 1, fixando a geração da usina requerente em 100% da capacidade ao longo de todo o ano (ensaio conservador). A geração da Usina #01 passa a seguir séries de velocidade do vento. A primeira análise indicou índices elevados de risco de sobrecarga com a conexão na barra 17, identificando o ramo 16–17 como crítico. Para fins de exposição, as avaliações subsequentes concentram-se nesse ramo.

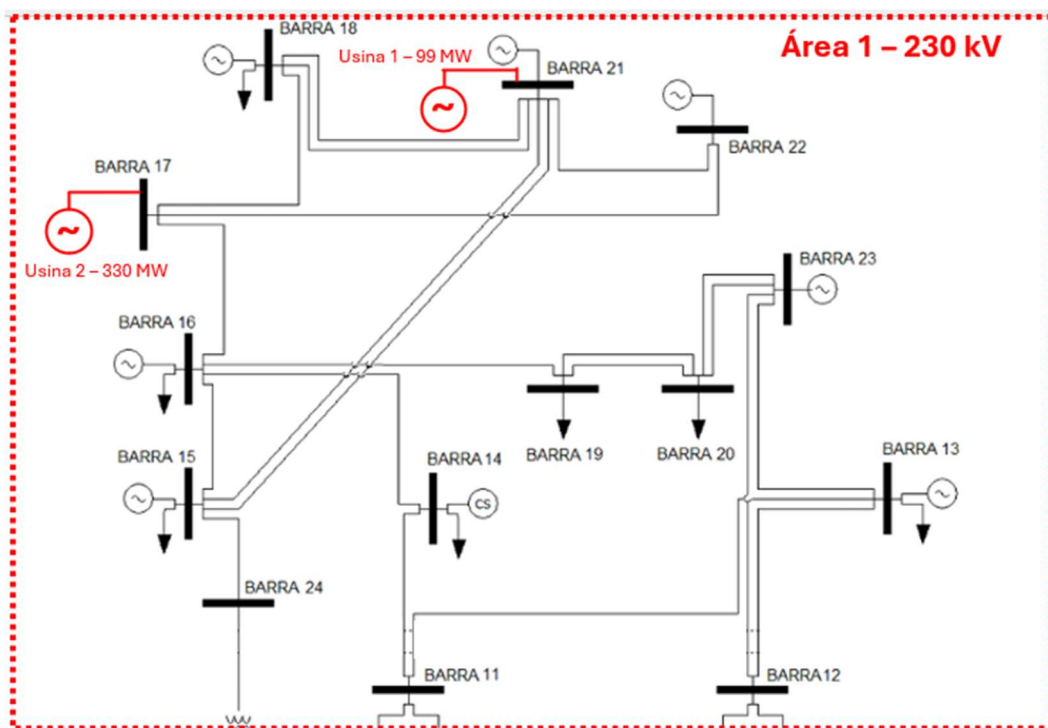


Figura 4-3 Conexão da Usina Eólica #02 no sistema elétrico.

Como o risco de sobrecarga excedeu o limite de 5%, procedeu-se, ainda no Critério 1, à redução progressiva da capacidade da Usina Eólica #02 em degraus de 10%, mantendo a Usina #01 modelada por séries de vento. A Tabela 4-11 apresenta a evolução mensal dos índices de risco de sobrecarga no ramo 16–17 para as diferentes configurações. A capacidade da Usina #02 foi reduzida até 40% do valor requerido, nível admitido para a conexão sob o Critério 1. Os cortes de geração recaem, em essência, sobre a Usina #02, como mostra a Tabela 4-12, mantendo praticamente nulo o risco de restrição na Usina #01. A Figura 4-4 exhibe o histograma dos fluxos no ramo 16 – 17 no Critério 1, para o caso aprovado, no mês de fevereiro.

Tabela 4-11 – Probabilidade (%) de sobrecarga no ramo 16 – 17 para as configurações analisadas no Critério 1.

#02 C1	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
100%	36,0	30,5	16,7	24,7	38,0	36,7	33,8	23,5	16,1	26,1	38,3	44,6
90%	38,9	33,9	14,4	23,7	35,5	39,2	30,9	23,1	14,0	24,1	39,2	42,3
80%	35,3	32,1	12,2	21,6	35,6	33,7	30,2	20,0	11,2	22,2	37,5	42,4
70%	33,0	28,8	8,5	17,1	38,6	32,9	29,0	16,8	8,6	19,7	38,2	31,7
60%	30,9	28,0	6,4	16,3	35,1	28,4	24,1	14,4	8,1	17,0	28,6	21,6
50%	18,1	22,4	4,1	10,8	18,7	12,9	15,8	11,3	5,0	11,3	13,7	7,7
40%	3,1	4,2	0,8	2,2	2,5	1,3	1,3	0,6	0,6	2,0	1,7	1,3

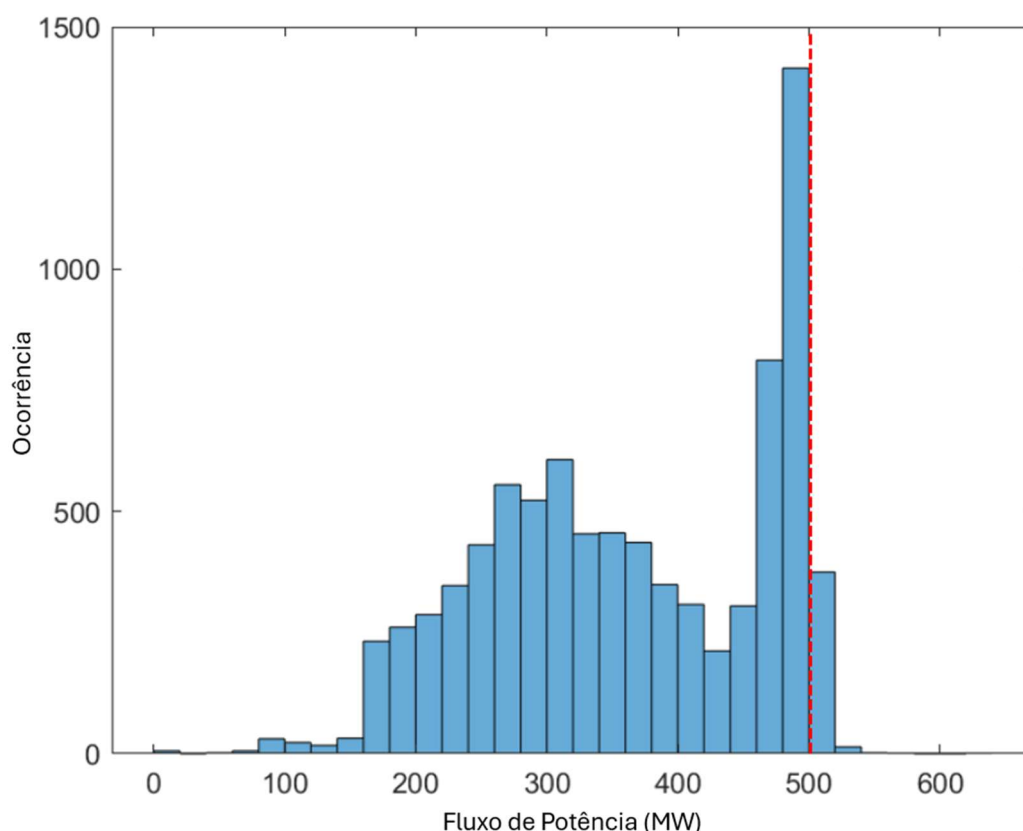


Figura 4-4 Histograma dos fluxos do ramo 16 – 17 sob Critério 1 para o pior mês (fevereiro) no caso aprovado de 40% da potência máxima.

Tabela 4-12 – Probabilidade (%) de corte de geração na Usina Eólica #02 para as configurações analisadas no Critério 1.

#02 C1	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
100%	36,0	30,5	16,7	24,7	37,9	36,7	33,8	23,5	16,0	26,1	38,2	44,6
90%	38,8	33,8	14,4	23,6	35,5	39,2	30,9	23,1	14,0	24,1	39,1	42,2
80%	35,3	32,1	12,2	21,6	35,6	33,6	30,2	19,9	11,2	22,2	37,4	42,4
70%	33,0	28,8	8,6	17,1	38,6	32,9	28,9	16,8	8,7	19,7	38,1	31,7
60%	30,7	28,0	6,4	16,3	35,0	28,4	24,1	14,4	8,1	17,0	28,6	21,6
50%	18,1	22,3	4,1	10,8	18,7	12,9	15,8	11,3	5,1	11,3	13,7	7,7
40%	3,1	4,2	0,8	2,2	2,5	1,3	1,3	0,6	0,7	2,0	1,7	1,3

As sobrecargas decorrem da conexão da Usina #02 na barra 17; em consequência, quase sempre é essa usina a ser restringida quando ocorre violação no ramo crítico, o que explica a proximidade entre as probabilidades de sobrecarga e de corte de geração. Como a severidade das restrições pode variar, calculou-se o corte esperado (MW/mês) na Usina #02, apresentado na Tabela 4-13. Assim, o objetivo de risco máximo de 5% (Critério 1) só foi atendido ao limitar a geração da Usina #02 a 40% da capacidade requerida (132 MW).

Tabela 4-13 – Corte de geração esperado (MW) na Usina Eólica #02 para as configurações analisadas no Critério 1.

#02 C1	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
100%	51,2	37,7	8,9	20,9	54,2	51,7	38,5	18,5	10,9	23,7	53,9	53,6
90%	48,1	39,0	7,5	19,1	41,4	46,4	32,2	16,2	8,6	18,8	46,3	40,6
80%	35,1	30,6	5,7	14,3	34,1	30,8	25,9	12,7	6,6	15,4	34,3	31,0
70%	23,5	20,5	3,7	9,8	27,8	21,5	18,1	8,9	4,5	11,4	24,1	16,5
60%	14,3	13,9	2,2	7,4	15,9	11,4	10,6	6,0	3,3	7,2	12,6	8,2
50%	5,2	6,7	1,1	3,0	5,2	3,6	3,9	2,7	1,3	3,1	3,8	2,1
40%	0,7	1,0	0,2	0,5	0,6	0,3	0,3	0,1	0,1	0,4	0,4	0,3

Buscando maior realismo, pelo Critério 2 a Usina #02 passou a ter sua geração modelada pelas mesmas séries de vento empregadas para a Usina #01 — assumindo-se proximidade geográfica entre os parques. Também neste critério foi necessária a redução progressiva da capacidade máxima, em passos de 10%. Para não violar os limites de risco, a capacidade autorizada para a Usina #02, no Critério 2, foi de 80% (264 MW) do valor inicialmente requerido. As probabilidades de sobrecarga no ramo 16–17 constam da Tabela 4-14; os riscos de corte de geração na Usina #02, da Tabela 4-15; e os cortes esperados, da Tabela 4-16. Nota-se que, mesmo com geração baseada em séries, o limite de 5% é ultrapassado em alguns meses quando a potência máxima requerida é mantida em 100% e 90%. As probabilidades de corte de geração na Usina #02 são praticamente idênticas às probabilidades de sobrecarga, visto que as violações são causadas majoritariamente pela conexão desta usina no sistema. A Figura 4-5 exibe o histograma dos fluxos no ramo 16 – 17 no Critério 1, para o caso aprovado, no mês de fevereiro.

Tabela 4-14 – Probabilidade (%) de sobrecarga no ramo 16 – 17 para as configurações analisadas no Critério 2.

#02 C2	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
100%	6,3	6,0	1,5	3,2	5,0	2,0	1,5	0,6	0,7	3,2	5,9	4,5
90%	5,3	5,5	1,1	2,4	4,4	1,5	1,3	0,4	0,6	2,5	5,0	3,7
80%	3,5	3,7	0,6	1,5	2,6	1,0	0,7	0,1	0,4	1,2	2,7	2,1

Tabela 4-15 – Probabilidade (%) de corte de geração na Usina Eólica #02 para as configurações analisadas no Critério 2.

#02 C2	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
100%	6,3	6,0	1,5	3,2	5,0	2,0	1,5	0,5	0,7	3,2	5,8	4,5
90%	5,3	5,5	1,1	2,3	4,3	1,5	1,3	0,4	0,6	2,5	5,0	3,7
80%	3,4	3,7	0,6	1,5	2,6	1,0	0,7	0,1	0,3	1,2	2,7	2,1

Tabela 4-16 – Corte de geração esperado (MW) na Usina Eólica #02 para as configurações analisadas no Critério 2.

#02 C2	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
100%	4,7	4,8	0,6	1,6	4,0	1,5	0,9	0,2	0,4	1,6	4,6	3,3
90%	3,6	4,0	0,4	1,1	3,0	1,0	0,7	0,1	0,2	1,2	3,3	2,4
80%	1,7	1,8	0,2	0,5	1,3	0,4	0,3	0,0	0,1	0,5	1,3	0,9

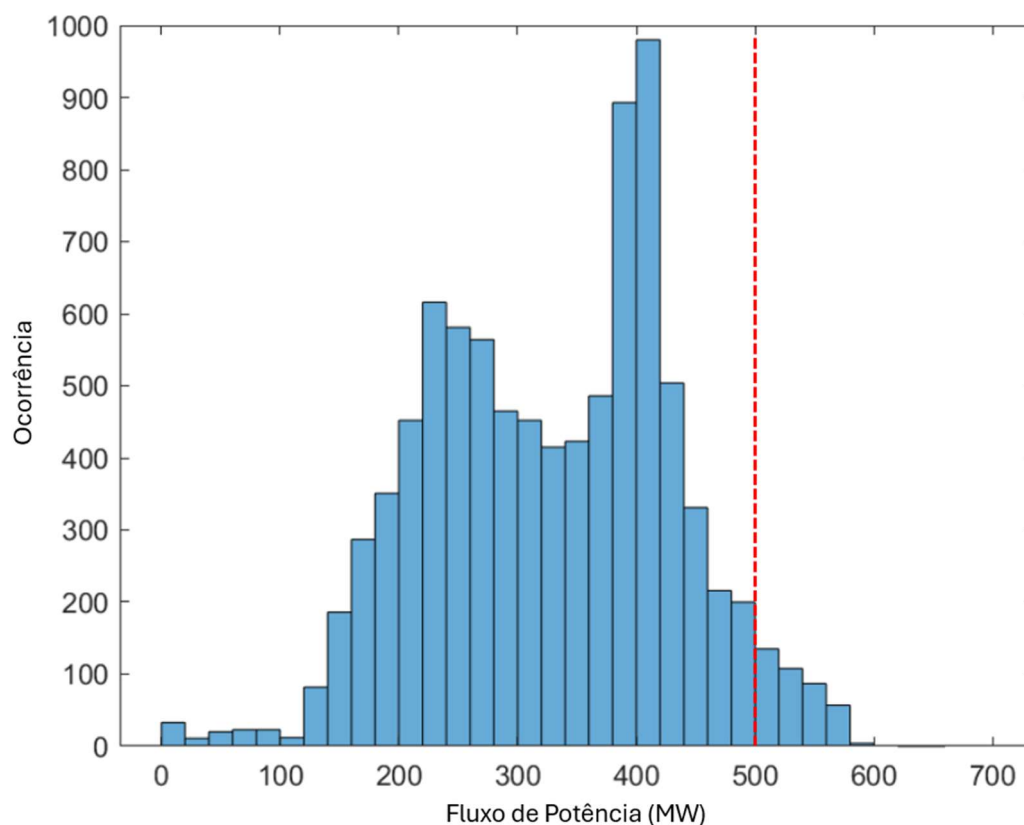


Figura 4-5 Histograma dos fluxos do ramo 16 – 17 sob Critério 2 para o pior mês (fevereiro) no caso aprovado de 80% da potência máxima.

Em síntese, a conexão da Usina #02 em sua capacidade total acarretaria riscos operativos ao sistema e riscos ao investimento, dado que o empreendimento provoca violações significativas de fluxo e apresenta alta sensibilidade, tornando o corte de geração praticamente mandatório.

Por fim, a elevada ocorrência dos eventos-alvo tornou possível a convergência das simulações sem atingir o limite máximo de iterações. Os coeficientes de variação foram avaliados para as probabilidades de sobrecarga nos Critérios 1 (C1) e 2 (C2) e são apresentados na Tabela 4-17. A Tabela 4-18 apresenta os tempos computacionais e o número de iterações para o caso

aprovado no Critério 1 (usina fixada em 40%). O tempo total de avaliação foi de 1h e 25min. A Tabela 4-19 traz os tempos e iterações para o caso aprovado no Critério 2 (usina em 80% da capacidade instalada), com tempo total de 1h e 40min.

Tabela 4-17 – Coeficientes de variação (%) para as probabilidades de sobrecarga no ramo 16 – 17 nas análises pelo Critério 1 (C1) e Critério 2 (C2).

#02 (%) da capacidade máxima	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
C1 100%	4,2	4,7	4,9	4,5	4,0	4,1	4,4	4,6	4,5	4,3	4,0	3,5
C1 90%	3,9	4,4	4,8	4,6	4,2	3,9	4,7	4,7	4,9	4,5	3,9	3,6
C1 80%	4,2	4,6	4,8	4,9	4,2	4,4	4,8	4,4	4,7	4,8	4,0	3,6
C1 70%	4,5	4,9	4,8	4,9	3,9	4,5	4,9	4,4	4,8	4,5	4,0	4,6
C1 60%	4,7	4,1	4,9	4,5	4,3	4,1	4,5	4,8	4,7	4,9	5,0	4,9
C1 50%	4,7	4,8	4,9	4,8	4,6	4,7	4,6	4,7	4,8	4,7	4,5	4,8
C1 40%	4,8	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
C2 100%	4,9	4,8	4,9	4,9	4,8	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8
C2 90%	4,8	4,9	4,9	4,9	4,7	4,9	4,9	4,8	4,9	4,9	4,9	4,9
C2 80%	1,3	1,3	3,2	2,0	1,5	2,5	2,9	4,6	4,0	2,2	1,5	1,7

Tabela 4-18 – Número de iterações e tempos computacionais para a simulação com a Usina Eólica #02 fixa em 40% da capacidade máxima no Critério 1.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Iteração (x1000)	13	9,5	49,5	17,5	15,5	31	30,5	65	60	19,5	22,5	30,5
Tempo (min)	5	5	9	6	5	7	7	11	10	6	6	7

Tabela 4-19 – Número de iterações e tempos computacionais para a simulação com a Usina Eólica #02 limitada a 80% da sua capacidade instalada no Critério 2.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Iteração (x1000)	9	8,5	45,5	21	12,5	29	41	179	88	23	9,5	13
Tempo (min)	5	5	9	6	5	7	8	24	14	6	5	5

Para avaliar a capacidade do método na aplicação em estudos de expansão da rede, foi utilizado o caso de 100% de capacidade máxima da Usina Eólica #02 no critério 2, que originalmente foi reprovado, como base para a análise de reforço no ramo crítico 16 – 17.

Foi inserido um segundo circuito entre as barras 16 e 17 e a simulação foi executada novamente. Os resultados obtidos indicam que o reforço no ramo crítico eliminaria por completo os riscos de sobrecarga. A Tabela 4-20 indica as probabilidades obtidas.

Tabela 4-20 – Probabilidade (%) de sobrecarga no ramo 16 – 17 para a Usina Eólica #02, pelo Critério 2, em 100% da capacidade, considerando reforço entre as barras 16 e 17.

#02 C2	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
100%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

A próxima seção examinará o comportamento dos índices de risco com a conexão da usina fotovoltaica, em conjunto com as usinas eólicas. Nesta terceira análise, adota-se como referência a configuração aprovada, sem reforço de circuitos: Usina #01 e Usina #02 gerando por séries de vento, com a capacidade da Usina #02 limitada a 80%.

4.3.2.3.

Terceiro acesso: Usina solar #01

Este cenário avalia a conexão da Usina Fotovoltaica #01 (340 MW) na barra 20. A rede já considera a Usina Eólica #01 (99 MW) conectada à barra 21 e a Usina Eólica #02 limitada a 264 MW na barra 17. As Usinas Eólicas #01 e #02 têm sua geração modelada por séries de vento. A conexão da nova requerente é ilustrada na Figura 4-6.

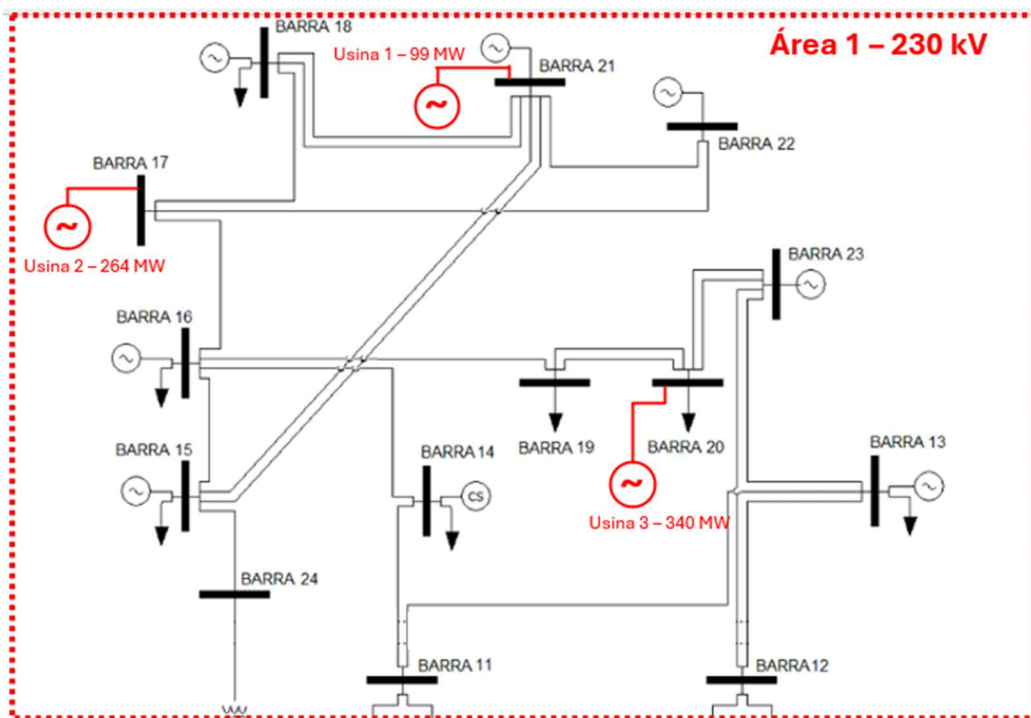


Figura 4-6 Conexão da Usina Fotovoltaica #01 no sistema elétrico.

Consideram-se novamente os dois critérios de avaliação. No Critério 1, a geração da fotovoltaica permanece constante em 100% da capacidade ao longo de todo o período; no Critério 2, utiliza-se séries temporais de fator de capacidade. A Tabela 4-21 apresenta as probabilidades de sobrecarga no ramo 16–17 para ambos os critérios. Em ambos os casos, a instalação é admissível. Os ramos monitorados permanecem os mesmos, e o ramo 16–17 segue como crítico, embora os riscos de sobrecarga tenham se reduzido de forma expressiva para C1 e de forma sutil, para alguns meses, em C2. Não foram identificadas violações nos demais ramos.

Tabela 4-21 – Probabilidade (%) de sobrecarga no ramo 16 - 17 para os critérios da conexão da Usina Fotovoltaica #01.

Caso	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
C1	0,41	0,09	0,00	0,00	0,43	0,12	0,03	0,00	0,00	0,03	0,84	1,30
C2	4,00	2,99	0,40	0,93	3,00	1,20	0,70	0,15	0,20	1,00	3,10	2,50

O comportamento observado decorre da localização da usina fotovoltaica e de como sua presença altera o despacho, aliviando o ramo 16–17 sem sobrecarregar os demais. Em razão do excesso de geração na porção “superior” do sistema, os fluxos tendem a se dirigir para cargas situadas nas regiões “inferiores” da área de 230 kV e na área de 138 kV; nessa configuração, o fluxo na linha 16–17 ocorre tipicamente de 17 → 16. Ao adicionar geração mais ao sul/abaixo na área de 230 kV, diminui a necessidade de atender a carga com as usinas do “topo”, reduzindo o fluxo no ramo monitorado. As Figura 4-7 e Figura 4-8 ilustram o fluxo 17 → 16 antes e após a conexão solar na barra 20.

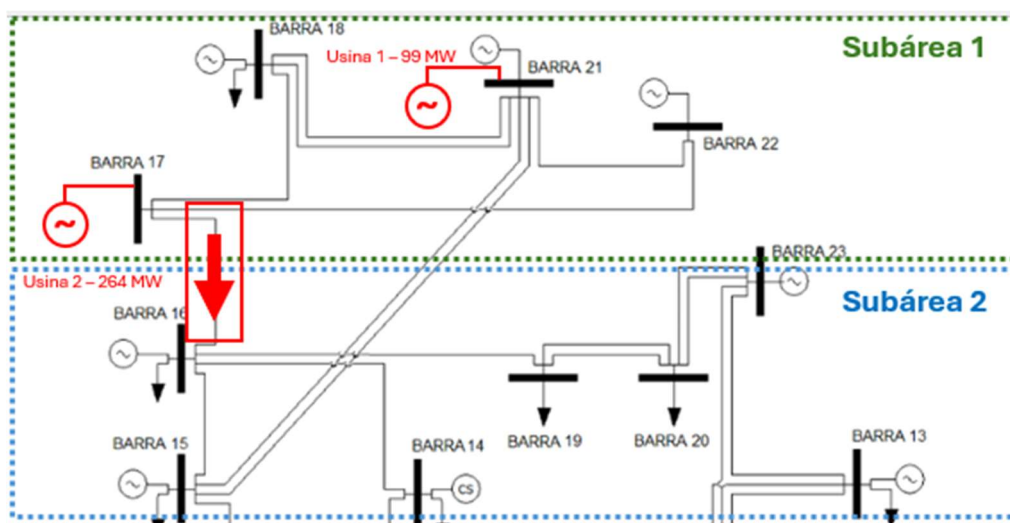


Figura 4-7 FP da barra 17 para a 16 pré conexão da Usina Fotovoltaica #01.

Os dois cenários exibiram comportamentos não convergentes quanto ao coeficiente de variação (β). A Tabela 4-25 mostra os tempos computacionais e o número de iterações por mês para o Critério 1 (usina solar fixada em 100%), com 10^6 como limite máximo de iterações; o tempo total foi de 14h e 10min. A Tabela 4-26 traz os tempos e iterações para o Critério 2 (usina solar por séries), com tempo total de 1h e 55min.

Tabela 4-25 – Número de iterações e tempos computacionais para a simulação com a Usina Fotovoltaica #01 em 100% da capacidade máxima (C1).

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Iteração (x1000)	100,5	428	10^3	10^3	96,5	10^3	10^3	10^3	10^3	10^3	52,5	32,5
Tempo (min)	14	51	108	110	13	105	108	111	109	107	8	6

Tabela 4-26 – Número de iterações e tempos computacionais para a simulação com a Usina Fotovoltaica #01 variando com a séries (C2).

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Iteração (x1000)	10	13,5	95	44	13	33,5	53	275,5	201,5	37,5	12,5	15,5
Tempo (min)	4	4	12	8	4	6	8	22	31	7	4	5

Em síntese, a análise da conexão da usina solar corrobora a metodologia proposta e explica um resultado à primeira vista contraintuitivo: a entrada de um novo gerador reduziu riscos operativos ao redistribuir fluxos e aliviar o ramo crítico. A seção seguinte consolida os resultados obtidos com a aplicação do método.

4.4

Considerações finais

Este capítulo apresentou os resultados da aplicação da metodologia proposta — baseada em FPP via SMC — para estimar os índices de risco associados às conexões de usinas renováveis no sistema elétrico. O acesso deste tipo de empreendimento impõe desafios relevantes à operação e ao planejamento. A formulação estocástica permitiu incorporar incertezas de carga, de geração renovável e de estados dos equipamentos, oferecendo uma análise abrangente de cenários dificilmente contemplados em abordagens determinísticas padrão.

A análise estocástica eleva o grau de confiança dos resultados, mas implica custo computacional que merece atenção. Em cenários nos quais os eventos-alvo são raros, a simulação tende a atingir o critério de parada por número máximo de

iterações, com tempo médio de aproximadamente 20 horas para o sistema-teste de 24 barras adotado. Quando os eventos-alvo são mais frequentes, o critério de parada por convergência do coeficiente de variação é alcançado e o tempo médio cai para cerca de 2 horas. Ressalta-se que a avaliação manual de condições operativas via FP determinístico, com software padrão de análise de redes (por exemplo, Anarede [70]), também demanda um volume significativo de horas de análise.

Os resultados evidenciam que o método capturou as particularidades das conexões eólica e fotovoltaica. A primeira usina eólica não alterou de forma relevante o desempenho do sistema, mantendo índices de risco extremamente baixos. A segunda usina eólica, por sua vez, elevou substancialmente as probabilidades de sobrecarga e, por consequência, o risco de corte de geração do acessante. Por isso, teve seu acesso parcialmente autorizado (viável com redução de potência instalada). Já a conexão da usina fotovoltaica produziu um efeito menos intuitivo: o novo balanço de injeção de potência reduziu as chances de sobrecarga e beneficiou a Usina Eólica #02, diminuindo também a incidência de restrições sobre sua geração.

Conclui-se, portanto, que a aplicação da análise estocástica com o algoritmo proposto traz ganhos concretos tanto para a segurança operativa do sistema elétrico quanto para os agentes investidores em renováveis. A obtenção prévia dos índices de risco de corte de geração permite orientar o projeto com maior precisão e antecipar, nos estudos de viabilidade, os montantes de potência frustrada a serem incorporados aos modelos de retorno econômico.

A aplicação da metodologia em sistemas de maior porte traz alguns desafios adicionais, relacionados ao custo computacional e tratativa de dados. Um caminho de mitigação de tais desafios, adota a equivalente de redes para representação adequada da área de interesse e softwares (itálico) de fluxo de potência mais robustos, em linguagens de programação de alto desempenho.

5

Conclusões

A tendência global de expansão da integração de fontes renováveis às matrizes elétricas tem elevado a complexidade da avaliação de acesso e da operação dessas usinas. Esse cenário é particularmente relevante no Brasil, onde a conexão de empreendimentos eólicos e fotovoltaicos ao sistema de transmissão cresce de forma acelerada e concentrada em regiões específicas. Dentre os diversos desafios — estáticos e dinâmicos — este trabalho focou nos riscos de sobrecarga decorrentes da conexão de usinas renováveis, sob uma perspectiva sistêmica.

Do ponto de vista da rede de transmissão, a integração dessas usinas pode induzir violações em regime permanente. Atualmente, tais violações são tipicamente identificadas por estudos determinísticos nas análises de conexão. Entretanto, essa abordagem limita o universo de cenários, conduzindo a avaliações conservadoras que podem rejeitar indevidamente acessos potencialmente viáveis quando analisados de modo mais abrangente.

Para os empreendedores, é crucial estimar a probabilidade de restrições de geração por motivos elétricos, dado que tais eventos implicam perdas recorrentes de receita e, em casos extremos, podem comprometer a viabilidade econômica do investimento.

Diante desses desafios, propôs-se uma metodologia estocástica para avaliar a ocorrência de sobrecargas no sistema de transmissão associadas à conexão de usinas renováveis, bem como a probabilidade de cortes de geração necessários à mitigação dessas violações. Os resultados mostraram que a metodologia desenvolvida incorporou adequadamente as incertezas das variáveis de entrada, produzindo evidências robustas que dificilmente seriam obtidas por meio de uma abordagem determinística. A integração entre séries temporais de geração renovável, variabilidade da carga e riscos de contingência em equipamentos de geração e transmissão permitiu criar um amplo conjunto de cenários e, assim, estimar índices de risco confiáveis. As probabilidades de sobrecarga subsidiam decisões sobre aprovação de conexões, enquanto os riscos

de corte de geração permitem antecipar perdas financeiras e aferir a viabilidade dos projetos.

Conclui-se, portanto, que o fluxo de potência probabilístico, resolvido por simulação de Monte Carlo, em conjunto com estratégias de manobra baseadas no fluxo de potência ótimo para mínimo desvio de ponto operativo, fornece contribuições relevantes para a avaliação da integração de usinas renováveis ao sistema de transmissão e para a análise de sua viabilidade econômico-operativa. Essa abordagem aumenta a confiabilidade dos estudos de acesso e oferece maior segurança técnica e econômica para agentes e operadores.

5.1

Trabalhos futuros

Diversas linhas de pesquisa podem aprofundar e estender os métodos aqui propostos, seja pela otimização computacional, seja pela inclusão de novos elementos no sistema elétrico. Sugestões incluem:

1. Estimativa de frequência e duração dos cortes de geração, permitindo métricas de risco mais completas;
2. Aplicação de técnicas de redução de variância (por exemplo, entropia cruzada) para reduzir o custo computacional das simulações Monte Carlo;
3. Avaliação do acoplamento com armazenamento (baterias) como estratégia de mitigação de cortes e de alívio de sobrecargas;
4. Validação em redes de maior porte e topologias mais complexas, avaliando escalabilidade e desempenho do método.

6 Referências

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), **“World Energy Outlook 2024,”** [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>. [Acesso em Junho 2025].
- [2] HUANG, G. M.; RUI, M., **“Impact analysis of wind generation on voltage stability and system load margin,”** em *Proceedings of the 2011 American Control Conference*, San Francisco, 2011.
- [3] KIM, S.; JOO, S., **“Transmission Pricing Incorporating the Impact of System Fault and Renewable Energy Uncertainty on the Transmission Margin,”** *IEEE Access*, vol. 11, pp. 103779-103789, Setembro 2023.
- [4] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **“RT ONS DGL - Diagnóstico e Perspectiva da Evolução dos Cortes de Geração no Brasil,”** 2025.
- [5] RIBEIRO, D. L.; DE CASTRO, A. M., **“Avaliação Probabilística de Impacto de Acesso de Geradores Renováveis ao Sistema de Transmissão,”** em *Anais do XXV Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, 2024.
- [6] BORKOWSKA, B., **“Probabilistic Load Flow,”** *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 93, nº 3, pp. 752-759, 1974.
- [7] LEITE DA SILVA, A. M.; DE CASTRO, A. M., **“Risk Assessment in Probabilistic Load Flow via Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Method,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, nº 2, pp. 1193-1202, Março 2019.
- [8] CHEN, P.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B., **“Probabilistic load flow: A review,”** em *2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, Nanjing, 2008.

- [9] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA), **“Renewable Capacity Statistics 2023,”** [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications>. [Acesso em Junho 2025].
- [10] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), **“Renewables 2023,”** [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023/executive-summary>. [Acesso em Junho 2025].
- [11] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2023**, Rio de Janeiro, 2023.
- [12] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE), **“Plano Decenal de Expansão de Energia 2032,”** 2023. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>. [Acesso em Julho 2025].
- [13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **“Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica,”** [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_4.pdf. [Acesso em Julho 2025].
- [14] ELECTRICITY MARKETS POLICY (EMP), **“Characteristics of Power Plants Seeking Transmission Interconnection As of the End of 2022,”** [Online]. Available: <https://emp.lbl.gov/queues>. [Acesso em Junho 2025].
- [15] PJM INTERCONNECTION, **“PJM Manual 14B: PJM Region Transmission Planning Process,”** [Online]. Available: <https://www.pjm.com/media/DotCom/documents/manuals/m14b.pdf>. [Acesso em Junho 2025].
- [16] NATIONAL GRID ELECTRICITY SYSTEM OPERATOR (NGESO), **“Connections Reform Consultation,”** [Online]. Available: <https://www.neso.energy/industry-information/connections-reform>. [Acesso em Junho 2025].
- [17] THE OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEN), **“Connection and Use of System Code (CUSC) CMP376,”** 2023.

- [18] RIBEIRO MARQUES, D. L., **Avaliação Probabilística de Impacto de Acesso de Geradores Renováveis ao Sistema de Transmissão**, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, 2024.
- [19] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), **“Renewables 2023: Analysis and Forecast to 2028,”** Paris, 2023.
- [20] LIU, M. Z. et al., **“On the Fairness of PV Curtailment Schemes in Residential Distribution Networks,”** *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, nº 5, pp. 4502-4512, Setembro 2020.
- [21] DE CAUX GUERRA, R.; BRAGA POUBEL, R. P.; PERES, W., **“Controle de frequência em redes de energia elétrica com alta penetração de renováveis por meio de cortes de carga e geração,”** *Brazilian Journal of Development*, vol. 9, nº 3, pp. 11084-11104, Março 2023.
- [22] SILVA BARBARESCO, A., **A integração das fontes de energia renovável variável (FERVs) no SIN: curtailment e seus efeitos para os agentes de geração**, Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Santa Catarina, 2025.
- [23] BIRD, L.; et. al., **“Wind and solar energy curtailment: a review if international experience,”** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 577-586, 2016.
- [24] SCHERMEYER, H.; VERGARA, C.; FICHTNER, W., **“Renewable energy curtailment: A case study on today's and tomorrows's congestion management,”** *Energy Policy*, vol. 112, pp. 427-436, Janeiro 2018.
- [25] GOLDEN, R.; PAULOS, B., **“Curtailment of renewable energy in California and beyond,”** *The Electricity Journal*, vol. 28, nº 6, pp. 36-50, Julho 2015.
- [26] LAIMON, M., **“Renewable energy curtailment: a problem or an opportunity?,”** *Results in Engineering*, vol. 26, p. 104925, Junho 2025.
- [27] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **“Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 26 de Julho de 2022,”** [Online].
Available:<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221030.pdf>.
[Acesso em Julho 2025].

- [28] SCHILLING, M. T. et al., "**Bibliography on Power System Probabilistic Analysis (1962–88)**," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, n° 1, pp. 1-11, 1990.
- [29] MARTINEZ, J. A.; MAHSEREDJIAN, J., "**Load flow calculations in distribution systems with distributed resources: A review**," *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, EUA*, pp. 1-8, Julho 2011.
- [30] CAI, D. et al., "**Probabilistic load flow algorithms considering correlation between input random variables: A review**," *IEEE 10th Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, pp. 1139-1144, Junho 2015.
- [31] ALLAN, R. N.; GRIGG, C. H.; AL-SHAKARCHI, M. R. G., "**Numerical techniques in probabilistic load flow problems**," *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, vol. 10, n° 4, pp. 853-860, 1976.
- [32] ALLAN, R. N.; LEITE DA SILVA, A. M.; BURCHETT, R. C., "**Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions**," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, n° 5, pp. 2539-2546, Maio 1981.
- [33] ALLAN, R. N.; LEITE DA SILVA, A. M., "**Probabilistic load flow using multilinearisations**," *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 128, n° 5, pp. 280-287, Setembro 1981.
- [34] BRUCOLI, M.; TORELLI, F.; NAPOLI, R., "**Quadratic probabilistic load flow with linearly modelled dispatch**," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 7, n° 3, pp. 138-146, Julho 1985.
- [35] LEITE DA SILVA, A. M. et al., "**Probabilistic load flow considering network outages**," *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 132, n° 3, pp. 139-145, Maio 1985.
- [36] LEITE DA SILVA, A. M.; ARIENTI, V. L., "**Probabilistic load flow by a multilinear simulation algorithm**," *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 37, n° 4, p. 276–282, Julho 1990.

- [37] ZHANG, P.; LEE, S. T., **“Probabilistic load flow computation using the method of combined cumulants and Gram-Charlier expansion,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, nº 1, p. 676–682, Fevereiro 2004.
- [38] SU, C., **“Probabilistic load-flow computation using point estimate method,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, nº 4, p. 1843–1851, Novembro 2005.
- [39] MORALES, J. M.; PEREZ-RUIZ, J., **“Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, nº 4, p. 1594–1601, Novembro 2007.
- [40] YU, H. et al., **“Probabilistic Load Flow Evaluation With Hybrid Latin Hypercube Sampling and Cholesky Decomposition,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, nº 2, p. 661–667, Maio 2009.
- [41] LIU, Y. et al., **“Probabilistic load flow considering correlations of input variables following arbitrary distributions,”** *Electric Power Systems Research*, vol. 140, p. 354–362, Novembro 2016.
- [42] OKE, O. A. et al., **“Probabilistic load flow for distribution systems with wind production using Unscented Transform method,”** *In: Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, p. 1–7, Janeiro 2011.
- [43] AIEN, M.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; AMINIFAR, F., **“Probabilistic Load Flow in Correlated Uncertain Environment Using Unscented Transformation,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, nº 4, p. 2233–2241, Novembro 2012.
- [44] MESQUITA, R. S. et al., **“Reconstrução de Distribuições de Probabilidade na Solução de Fluxo de Potência Probabilístico via Técnica Unscented Transform,”** *Anais do XXV Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, 2024.
- [45] WANG, Z. et al., **“Analytical Expressions for Joint Distributions in Probabilistic Load Flow,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, nº 3, p. 2473–2474, Maio 2017.

- [46] RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P., **Simulation and the Monte Carlo Method**, 3 ed., New Jersey: John Wiley & Sons, Ltd, 2017.
- [47] BILLINTON, R.; LI, W., **Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods**, Springer Science+Business Media, LLC, 1994.
- [48] GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A.; LEITE DA SILVA, A. M., “**Reliability assessment of time-dependent systems via sequential cross-entropy monte carlo simulation,**” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 4, p. 2381–2389, Novembro 2011.
- [49] DE CARVALHO COSTA, J. G.; LEITE DA SILVA, A. M., “**Monte Carlo Simulation to Assess the Optimum Number of Distribution Spare Transformers,**” em *Proceedings of the 10th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Rincon, 2008.
- [50] DE CARVALHO COSTA, J. G. et al., “**Optimal Requirements of Spare Transformers and Mobile Units for Distribution Substations via Genetic Algorithm and Monte Carlo Techniques,**” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 40, nº 1, pp. 261-272, Fevereiro 2025.
- [51] MANZO, B. A. S. et al., “**Composite reliability assessment of systems with grid-edge renewable resources via quasi-sequential Monte Carlo and cross-entropy techniques,**” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 18, nº 2, p. 326–336.
- [52] LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA CASTRO, J. F.; BILLINTON, R., “**Probabilistic Assessment of Spinning Reserve via Cross-Entropy Method Considering Renewable Sources and Transmission Restrictions,**” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, nº 4, pp. 4574-4582, Julho 2018.
- [53] LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA CASTRO, J. F.; GONZÁLEZ-FERNÁNDEZ, R. A., “**Spinning reserve assessment via quasi-sequential Monte Carlo simulation with renewable sources,**” em *2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Beijing, 2016.

- [54] MELLO, J. C. O.; PEREIRA M. V.F.; LEITE DA SILVA, A. M., **“Evaluation of Reliability Worth in Composite Systems Based on Pseudo-Sequential Monte Carlos Simulation,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, nº 3, pp. 1318-1326, Agosto 1994.
- [55] MELLO, J.C.O.; LEITE DA SILVA, A. M.; PEREIRA, M.V.F., **“Efficient loss-of-load cost evaluation by combined pseudo-sequential and state transition simulation,”** *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 144, nº 2, Março 1997.
- [56] LEITE DA SILVA, A. M. et al., **“Pseudo-Chronological Simulation for Composite Reliability Analysis with Time Varying Loads,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, nº 1, pp. 73-80, Fevereiro 2000.
- [57] DE CASTRO, A. M., **Aplicações do Método da Entropia Cruzada em Estimação de Risco e Otimização de Contrato de Montante de Uso do Sistema de Transmissão**, Tese de Doutorado, PUC-Rio, 2021.
- [58] DE CASTRO, A. M.; LEITE DA SILVA, A. M., **“Optimal contracting of transmission system usage combined with subtransmission planning via cross-entropy method,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, nº 5, pp. 4881-4889, Setembro 2023.
- [59] DE REZENDE BELO PEREIRA, T., **Estimativa de Riscos em Redes Elétricas Considerando Fontes Renováveis e Contingências de Geração e Transmissão via Fluxo de Potência Probabilístico**, PUC-Rio, 2023.
- [60] SIEMENS, **“Store. PSS-E Inc.,”** [Online]. Available: <https://www.siemens.com/br/pt/produtos/servicos/energia/pss-software/pss-e.html>. [Acesso em Junho 2025].
- [61] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **“Resolução Normativa ANEEL nº 1069, de 29 de agosto de 2023,”** [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231069.pdf>. [Acesso em Juho 2025].
- [62] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **“Acesso ao Sistema de Transmissão das Regras dos Serviços de**

Transmissão de Energia Elétrica. Módulo 5., [Online]. [Acesso em Junho 2025].

- [63] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **“SINMaps,”** ONS, [Online]. Available: <https://sig.ons.org.br/app/sinmaps/>. [Acesso em Julho 2025].
- [64] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **“ONS: Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Rede ONS,”** [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20241788_2_1.pdf. [Acesso em Junho 2025].
- [65] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **“ONS: Submódulo 2.12 dos Procedimentos de Rede ONS,”** [Online]. Available: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20222852_2_3.pdf. [Acesso em Agosto 2025].
- [66] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **“Resolução Normativa ANEEL nº 1070, de 29 de agosto de 2023,”** 2023. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231070.pdf>. [Acesso em Julho 2025].
- [67] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), **“Resolução Normativa ANEEL nº 1071, de 29 de agosto de 2023,”** 2023. [Online]. Available: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231071.pdf>. [Acesso em Julho 2025].
- [68] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **“Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN - Ciclo 2024-2028.,”** [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relatório%20PEN%202024%20VF.pdf>. [Acesso em Junho 2025].
- [69] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **“ONS: Submódulo 3.1 dos Procedimentos de Rede ONS,”** [Online]. Available: https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FMódulo%203%2FSubmódulo%203.1%2FSubmódulo%203.1_Rev_1.1.pdf. [Acesso em Junho 2025].

- [70] CEPEL, “**Anarede 2,**” [Online]. Available: <https://www.cepel.br/produtos/anared-2/anarede/>. [Acesso em Agosto 2025].
- [71] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), “**ONS: Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede ONS,**” [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/ProcedimentosDeRede/Módulo%202/Submódulo%202.3/Submódulo%202.3.pdf>. [Acesso em Agosto 2025].
- [72] INSTITUTO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS E MEIO AMBIENTE (IREMA), **Energias Renováveis no Brasil: Potencial e Desafios**, São Paulo, 2021.
- [73] LEITE DA SILVA A. M. et al., “**Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning,**” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, nº 4, p. 1047–1053, Novembro 1990.
- [74] USAOLA, J., “**Probabilistic load flow in systems with wind generation,**” *IET Generation, Transmission & Distribution*, pp. v. 3, n. 12, p. 1031–1041, Dezembro 2009.
- [75] SANDOVAL, N.; GONG, Y.; CHUNG, C. Y., “**Three-phase second-order analytic probabilistic load flow with voltage-dependent load,**” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 38, nº 1, p. 229–241, Janeiro 2023.
- [76] GRUOSSO, G. et al., “**Joined probabilistic load flow and sensitivity analysis of distribution networks based on polynomial chaos method,**” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, nº 1, p. 618–627, Janeiro 2020.
- [77] CHEVALIER, S.; SCHENATO, L.; DANIEL, L., “**Accelerated probabilistic power flow in electrical distribution networks via model order reduction and neumann series expansion,**” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, nº 3, p. 2151–2163, Maio 2022.
- [78] DE CASTRO, A. M., **Fluxo de Potência Probabilístico via Simulação Monte Carlo e Método da Entropia Cruzada**, Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, 2017.

- [79] LEITE DA SILVA, A. M. et al., “**Composite reliability evaluation with renewable sources based on quasi-sequential monte carlo and cross entropy methods,**” em *2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2014.
- [80] BILLINTON, R.; LI, W., “**A system state transition sampling method for composite system reliability evaluation,**” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, nº 3, pp. 761-770, 1993.
- [81] STREET, A. et al., “**Methods for optimal risk-averse demand contracting strategy in distribution companies: A Brazilian case study,**” *Electrical Power Systems Research*, vol. 213, p. 108501, Julho 2022.
- [82] DUARTE DE FARIA, P.; DE CASTRO, A. M., “**Avaliação dos impactos da sazonalidade na precisão de equivalentes estáticos de redes via fluxo de potência probabilístico,**” em *Anais do XXV Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, 2024.
- [83] DE CASTRO, A. M. et al., “**Risk Assessment for the Amount of Transmission System Usage Penalties via Probabilistic Load Flow,**” *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, pp. 1-6, Agosto 2020.
- [84] STOTT, B.; JARDIM, J.; ALSAÇ, O., “**DC Power Flow Revisited,**” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, nº 3, pp. 1290-1300, Agosto 2009.
- [85] WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F., **Power Generation, Operation, and Control**, 2 ed., Wiley, 1996.
- [86] AL-KAABI, M.; AL HASHEME, J.; AL-BAHRANI, L., “**Improved differential evolution algorithm to solve multi-objective of optimal power flow problem,**” *Archives of Electrical Engineering*, vol. 71, p. 641–657, 2022.
- [87] WANG, F. et al., “**A novel honey badger algorithm with golden sinusoidal survival rate selection for solving optimal power flow problem,**” *Electrical Engineering*, vol. 106, nº 6, pp. 6859-6877, 2024.
- [88] PREMKUMAR, M. et al., “**Many-objective gradient-based optimizer to solve optimal power flow problems: analysis and**

- validations,”** *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 106, p. 104479, 2021.
- [89] CARPENTIER, J., “**Contribution a l'etude du dispatching economique,”** *Bull. Soc. Fr. Elec. Ser*, vol. 3, p. 431, 1962.
- [90] FERNANDES, T. S. P. et al., **Um modelo de despacho ótimo de potência para sistemas multi-usuários**, Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.
- [91] GODOI, A. P., **Um modelo de fluxo de potência ótimo descontínuo e não suave com restrições de segurança pós-contingências**, Tese de Doutorado, Universidade Estadual Paulista, 2020.
- [92] BUENO, B. M.; MARQUES, J. C.; SILVA, M. P., **Estudo comparativo dos métodos de despacho econômico, fluxo de potência ótimo linear e não linear**, Curitiba: Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016.
- [93] TEIXEIRA, M. O. N., **Análise da estabilidade de tensão considerando distorções harmônicas em sistemas elétricos de potência: uma abordagem utilizando multiplicadores de Lagrange a partir de um fluxo de potência ótimo**, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Juiz de Fora, 2021.
- [94] MEDINA, R. N.; MELLO, I. D.; TEIXEIRA, M. O. N., “**Análise de estabilidade de tensão em sistemas de potência considerando distorções harmônicas e contingências**,” em *Anais do XXIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, 2020.
- [95] SELLITTO, M. A., “**Formulação estratégica da manutenção industrial com base na confiabilidade dos equipamentos**,” vol. 15, *Production*, 2005, p. 44–59.
- [96] NREL, “**Wind prospector**,” [Online]. Available: <https://maps.nrel.gov/?da=wind-prospector>. [Acesso em Junho 2025].
- [97] PROBABILITY METHODS SUBCOMMITTEE, “**IEEE Reliability Test System**,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 98, nº 6, p. 2047–2054, Novembro 1979.
- [98] VESTAS, “**Especificações técnicas v155-3.3 MW**,” [Online]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2305-vestas-v155-3.3>. [Acesso em Junho 2025].

- [99] SULAEMAN, S. et al., **“Wind farm reliability model considering both wind variability and turbine forced outages,”** *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, nº 2, p. 629–637, Abril 2017.
- [100] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **“Dados Gerais - Histórico da Operação,”** [Online]. Available: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. [Acesso em Março 2025].
- [101] THE MATHWORKS INC, **“MATLAB,”** [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>. [Acesso em Julho 2025].
- [102] ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SANCHEZ, C. E., **“MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education,”** *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, nº 1, pp. 12-19, Fevereiro 2011.