



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Eduardo Cardoso Toniazzo

**Avaliação da Estabilidade de Tensão em Regime Permanente de Sistemas Elétricos com
Elevada Utilização de Fontes Renováveis**

Florianópolis
2022

Eduardo Cardoso Toniazzo

**Avaliação da Estabilidade de Tensão em Regime Permanente de Sistemas Elétricos com
Elevada Utilização de Fontes Renováveis**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do título de mestre em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.

Florianópolis

2022

Ficha de identificação da obra

Cardoso Toniazzo, Eduardo
Avaliação da Estabilidade de Tensão em Regime
Permanente de Sistemas Elétricos com Elevada Utilização
de Fontes Renováveis / Eduardo Cardoso Toniazzo;
orientador, Mauro Augusto da Rosa, 2022.
120 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de
Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2022.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Estabilidade da Tensão. 3.
Geração Renovável Não Convencional. 4. Fluxo de Potência
Cronológico. 5. Simulação Probabilística. I. Rosa, Mauro
Augusto da. II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Eduardo Cardoso Toniazzo

Avaliação da Estabilidade de Tensão em Regime Permanente de Sistemas Elétricos com Elevada Utilização de Fontes Renováveis

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Diego Issicaba, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Jimmy Cesar Gonzales Arispe, Dr.
Comitê Nacional de Despacho de Carga (Bolívia)

Prof. Flávio Antonio Becon Lemos, Dr.
Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica.

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.
Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Dr.
Orientador

Florianópolis, 2022.

Este trabalho é dedicado aos meus pais, e a toda
minha família.

AGRADECIMENTOS

Este trabalho só foi possível de ser realizado com a contribuição direta e indireta de algumas pessoas, as quais devo reconhecimento e agradecimento.

Em primeiro lugar, agradeço ao meu orientador, professor Mauro Augusto da Rosa, por todo amparo e disponibilidade no auxílio para desenvolvimento do presente trabalho e pela oportunidade de participar dos projetos Planest, CONFI-SIN e PS-MORA. Por se tornar uma inspiração durante todo este período, contribuindo e servindo de referência para minha formação e desenvolvimento profissional.

À minha família e amigos, por todo suporte e incentivo. Em especial a meu pai, Nelson, e minha mãe, Eva, por sempre priorizarem e incentivarem uma formação acadêmica e profissional, fornecendo todo apoio necessário para desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas de curso e laboratório que me acompanharam durante este percurso. Em especial aos amigos Diego, Igor, Thayane e Gabriel pela companhia, colaboração e ensinamentos compartilhados ao longo de todo esse período. Estendo os agradecimentos ao amigo Anderson (*in memoriam*), pela longa amizade e reflexões durante a trajetória do mestrado.

Aos professores do programa de pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFSC pela transmissão de todo conhecimento, e ao LabPlan pelo acolhimento e suporte necessário para desenvolvimento da pesquisa.

À CAPES e ao INESC P&D Brasil pelo apoio financeiro.

O primeiro dever da inteligência é desconfiar dela mesma.

(Albert Einstein)

RESUMO

Nos últimos anos, o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética mundial vem impactando o crescimento e expansão dos sistemas elétricos. Por meio da estimação da energia renovável desperdiçada, pode-se, por exemplo, direcionar as soluções estruturais no sistema para obtenção de uma rede mais flexível e adaptável ao aproveitamento destes recursos. Nesse contexto, a avaliação estática da estabilidade da tensão constitui um dos estudos primários do processo de planejamento, onde objetiva-se verificar o desempenho de um sistema elétrico em diversos cenários e configurações de rede, permitindo obter valores relacionados a margem máxima para expansão da carga a fim de evitar o colapso da tensão, bem como, identificar os melhores pontos da rede para compensação com o objetivo de minimizar os futuros problemas de instabilidade. Embora na atualidade a necessidade desses estudos estejam amparadas em avaliações determinísticas complementares aos estudos elétricos usuais da fase de planejamento, o presente trabalho explora uma metodologia baseada no conceito do fluxo de potência cronológico, associado a um método para avaliação da estabilidade da tensão em regime permanente para os momentos de máximo uso da capacidade renovável disponível. Uma simulação probabilística é proposta, de forma a considerar a variabilidade horária da capacidade eólica. Para fins iniciais de validação da metodologia, o sistema teste RTS96REN caracterizado pela elevada participação de geração eólica é utilizado; posteriormente, a simulação é realizada para a configuração normal e modificada dos sistemas teste RTS96 e RTS96REN, com intuito de verificar o impacto da capacidade e o estresse da rede transmissão. Por final, a análise é aplicada considerando uma lista de contingência simples no sistema RTS96REN. Como resultados obtidos, além da indicação de soluções estruturais para minimizar a estimativa para desperdício de energia renovável, dados estatísticos fornecem o comportamento probabilístico associado da margem de estabilidade da tensão do sistema mediante a avaliação dos cenários (estados) de máximo despacho renovável disponível ao sistema. Percepções e sensibilidades iniciais sobre a estabilidade da tensão no sistema são capturadas, direcionando a expansão da capacidade de geração renovável.

Palavras-chave: Estabilidade da Tensão. Geração Renovável Não Convencional. Fluxo de Potência Cronológico. Simulação Probabilística.

ABSTRACT

In recent years, a regular growth in the share of renewable sources in the world energy matrix has impacted the expansion of electrical systems. Through the estimation of renewable energy spilled, it is possible, for example, to direct the structural solutions in the system to obtain a more flexible and adaptable network for the use of these resources. In this context, the static evaluation of voltage stability constitutes one of the primary studies of the planning process, where the objective is to verify the performance of the power system in several scenarios and network configurations, allowing to obtain values related to the maximum margin for load expansion to avoid the voltage collapse, as well as identifying the best points in the network for compensation to minimize future instability problems. Although currently the need for these studies is supported by deterministic evaluations complementary to the usual electrical studies of the planning phase, the present work explores a methodology based on the concept of chronological power flow, associated with a method for evaluating the stability of voltage in steady state. for times of maximum use of available renewable capacity. A probabilistic simulation is proposed, to consider the hourly variability of wind capacity. For initial purposes of validation of the methodology, the test system RTS96REN characterized by the high share of wind generation is used; later, the simulation is performed for the normal and modified configuration of the RTS96 and RTS96REN test systems, to verify the capacity impact and the transmission network stress. Finally, the analysis is applied considering a simple contingency list in the RTS96REN system. As results obtained, in addition to indicating structural solutions to minimize the estimate for renewable energy spilled, statistical data provide the probabilistic behavior associated with the system voltage stability margin by evaluating the scenarios (states) of maximum renewable dispatch available to the system. Initial perceptions and sensitivities about voltage stability in the system are captured, aimed at expanding renewable generation capacity.

Keywords: Voltage Stability. Renewable Generation not Conventional. Chronological Power Flow. Probabilistic Simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1: Horizontes de análise da operação e planejamento.	22
Figura 2-2: Classificação da estabilidade de sistema de potência. Indicando em negrito o caminho sob estudo neste trabalho.	26
Figura 3-1: Estágios do fluxo de potência cronológico.	43
Figura 3-2: Estágios do fluxo de potência cronológico para avaliação da estabilidade de tensão.	46
Figura 3-3: Esquema preditor-corretor	52
Figura 3-4: Etapas da simulação de Monte Carlo associadas com os estágios do FPC.	57
Figura 3-5: Fluxograma do processo de simulação, identificando os estágios do FPC.	61
Figura 4-1: Diagrama do sistema de transmissão – IEEE RTS96.....	63
Figura 4-2: Curva de carga horária anual – IEEE RTS96.	64
Figura 4-3: Média das séries hidrológicas para cada ano histórico.	67
Figura 4-4: Média móvel mensal das séries de produção eólica para cada ano histórico.	67
Figura 4-5: Densidade de probabilidade do fluxo de potência ativa no circuito 101-102.....	70
Figura 4-6: Densidade de probabilidade do fluxo de potência aparente no circuito 101-102..	72
Figura 4-7: Probabilidade de violação do limite superior de tensão.	73
Figura 4-8: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão – RTS96REN.	77
Figura 4-9: Variação média da tensão nas barras do sistema RTS96REN.....	79
Figura 4-10: Densidade de probabilidade da variação de tensão nas barras críticas – RTS96REN.....	79
Figura 4-11: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão - MRTS96REN.	82
Figura 4-12: Densidade de probabilidade da variação de tensão nas barras críticas – MRTS96REN.	82
Figura 4-13: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão – RTS96.	85
Figura 4-14: Densidade de probabilidade da variação de tensão nas barras críticas – RTS96.	86
Figura 4-15: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão –MRTS96.	88

Figura 4-16: Densidade de probabilidade da variação de tensão nas barras críticas – MRTS96.	89
Figura 4-17: Comportamento médio, máximo e mínimo da MET para cada sistema.....	90
Figura 4-18: Variação média da tensão nas barras do sistema RTS96REN e RTS96.....	92
Figura 4-19: Dispersão dos valores da MET para as contingências N-1.....	95
Figura 4-20: Variação média das tensões nodais - Sistema RTS96REN sob contingências N-1.	96
Figura 4-21: Índice <i>EWEST</i> para as contingências N-1.	96
Figura 4-22: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão –RTS96REN sob contingência 214-216.....	98
Figura 4-23: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão – RTS96REN sob contingência 101-105.	99
Figura A-1: Mínimo valor singular da matriz Jacobiana para os estados onde ocorre a margem máxima e mínima - RTS96REN.....	111
Figura A-2: Mínimo valor singular da matriz Jacobiana para o estado onde ocorre a margem máxima - MRTS96REN.....	112
Figura B-1: <i>pdf</i> para a margem de estabilidade da tensão – 215-224.	113
Figura B-2: <i>pdf</i> para a margem de estabilidade da tensão – 210-212.	114
Figura B-3: <i>pdf</i> para a margem de estabilidade da tensão – 210-211.	114
Figura B-4: <i>pdf</i> para a margem de estabilidade da tensão – 209-212.	115
Figura B-5: <i>pdf</i> para a margem de estabilidade da tensão – 209-211.	115
Figura B-6: <i>pdf</i> para a margem de estabilidade da tensão – 203-224.	116
Figura B-7: <i>pdf</i> para a margem de estabilidade da tensão – 101-102.	116
Figura B-8: <i>pdf</i> para a margem de estabilidade da tensão – 301-302.	117
Figura B-9: <i>pdf</i> para a margem de estabilidade da tensão – 301-305.	117
Figura B-10: <i>pdf</i> para a margem de estabilidade da tensão – 105-110.....	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1: Papel dos estudos de estabilidade de tensão (ET) para as fases da vida útil do sistema de transmissão.	39
Tabela 4-1: Unidades geradoras térmicas responsáveis pela base do despacho – RTS96.	64
Tabela 4-2: Unidades geradoras térmicas responsáveis pela base do despacho – MRTS96....	65
Tabela 4-3: Fontes térmicas substituídas por novas eólicas e hidráulicas.....	66
Tabela 4-4: Índices de desperdício de renovável.....	69
Tabela 4-5: Estatísticas de violações na rede.	70
Tabela 4-6: Estatísticas de violação na rede, considerando análise do fluxo de potência AC.	72
Tabela 4-7: Índices de desperdício de renovável – RTS96REN.	75
Tabela 4-8: Estatísticas de violação na rede, considerando análise do fluxo de potência AC.	76
Tabela 4-9: Sínteses da avaliação da margem de estabilidade de tensão - RTS96REN	76
Tabela 4-10: Índices de desperdício de renovável – MRTS96REN.....	80
Tabela 4-11: Estatísticas de violação na rede – MRTS96REN.....	80
Tabela 4-12: Sínteses da avaliação da margem de estabilidade de tensão – MRTS96REN.	81
Tabela 4-13: Índices de desperdício hídrico – RTS96.	83
Tabela 4-14: Estatísticas de violação na rede – RTS96.....	83
Tabela 4-15: Sínteses da avaliação da MET – RTS96.	84
Tabela 4-16: Índices de desperdício hídrico – MRTS96.....	86
Tabela 4-17: Estatísticas de violação na rede – MRTS96.....	87
Tabela 4-18: Sínteses da avaliação da MET – MRTS96.....	88
Tabela 4-19: Capacidade de geração, demanda e MET média para os sistemas avaliados.	90
Tabela 4-20: Lista de contingência N-1 - Sistema RTS96REN.....	94
Tabela 4-21: Estatísticas de violação na rede – RTS96REN sob contingência 214–216.....	97
Tabela 4-22: Estatísticas de violação na rede –RTS96REN sob contingência 101-105.	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CCAT	Corrente Contínua em Alta Tensão
CIG	Converter Interfaced Generation
EHES	Expected Hydro Energy Spilled
ELCAVI	Expected Load Curtailment to Avoid Voltage Instability
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ET	Estabilidade de Tensão
EWES	Expected Wind Energy Spilled
FPC	Fluxo de Potência Cronológico
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
IBR	Inverted-Based Resources
MET	Margem de Estabilidade da Tensão
MRTS	Modified Reliability Test System
NERC	North American Electric Reliability Corporation
ONS	Operador Nacional do Sistema
PVI	Probability of Voltage Instability
RTS	Reliability Test System
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação de Monte Carlo
SMC-Nseq	Simulação de Monte Carlo Não-Sequencial
SMC-Seq	Simulação de Monte Carlo Sequencial
VRE	Variable Renewable Energy
WES	Wind Energy Spilled

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	17
1.1.1	Objetivos Específicos	18
1.2	ESTRUTURA DO DOCUMENTO	18
2	CONTEXTUALIZAÇÃO E REFERENCIAL TEÓRICO	20
2.1	A ESTABILIDADE DE TENSÃO APLICADA AO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO	20
2.2	FASE DE PLANEJAMENTO	22
2.3	FASE DE CONSTRUÇÃO (PROJETO BÁSICO).....	24
2.4	FASE DE OPERAÇÃO.....	24
2.5	ABORDAGENS SOBRE O PROBLEMA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	26
2.5.1	Estabilidade de tensão	27
2.5.2	Estabilidade da tensão devido a grandes e pequenas perturbações.....	29
2.5.3	Métodos para análise da estabilidade de tensão	30
2.5.3.1	<i>Análise dinâmica.</i>	30
2.5.3.2	<i>Análise estática.....</i>	31
2.6	ESTABILIDADE DE TENSÃO MEDIANTE A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA	32
2.7	AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	35
2.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	38
3	PROPOSTA METODOLÓGICA PARA ABORDAGEM DO ESTUDO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	42
3.1	FLUXO DE POTÊNCIA CRONOLÓGICO	42
3.1.1	Modelo de Perdas na Avaliação do Fluxo de Potência DC	44
3.2	FLUXO DE POTÊNCIA CRONOLÓGICO ESTENDIDO PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	45
3.2.1	Modelo para avaliação do Fluxo de Potência Ótimo.....	47
3.2.2	Modelo para avaliação do Fluxo de Potência AC	48

3.2.3	Avaliação da estabilidade de tensão em regime permanente.....	50
3.2.3.1	<i>Esquema preditor-corretor para alcançar o ponto de máximo carregamento.</i>	51
3.2.3.2	<i>Fator de participação dos geradores frente ao crescimento da carga</i>	53
3.2.3.3	<i>Variação da tensão nas barras do sistema.....</i>	54
3.2.3.4	<i>Critério de parada</i>	54
3.2.3.5	<i>Algoritmo de simulação do esquema preditor – corretor</i>	55
3.3	SIMULAÇÃO	56
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	62
4	DISCUSSÕES E RESULTADOS ALCANÇADOS	63
4.1	DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS UTILIZADOS	63
4.1.1	Sistema hidrotérmico RTS96.....	64
4.1.2	Sistema hidrotérmico MRTS96.....	65
4.1.3	Sistema RTS96REN.....	65
4.1.4	Sistema MRTS96REN	68
4.2	APLICAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CRONOLÓGICO UTILIZANDO O SISTEMA TESTE RTS96REN.....	68
4.2.1	Avaliação do Fluxo de Potência Cronológico.....	68
4.2.2	Avaliação do Fluxo de Potência Cronológico considerando análise não linear (AC)	71
4.2.3	Considerações finais sobre os casos avaliados	73
4.3	APLICAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CRONOLÓGICO PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	75
4.3.1	Avaliação da estabilidade de tensão utilizando o sistema RTS96REN.....	75
4.3.2	Avaliação da estabilidade de tensão utilizando o sistema MRTS96REN.....	79
4.3.3	Avaliação da estabilidade de tensão utilizando o sistema RTS96.	83
4.3.4	Avaliação da estabilidade de tensão utilizando o sistema MRTS96	86
4.3.5	Considerações finais sobre os casos avaliados	89

4.3.5.1	<i>Avaliação dos melhores pontos do sistema para geração de energia reativa.</i>	92
4.4	AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO NO SISTEMA SOB CONTINGÊNCIAS.....	93
4.4.1	Avaliação da lista de contingências para o sistema RTS96REN	94
4.4.2	Contingência 214-216	97
4.4.3	Contingência 101-105	98
4.4.4	Considerações finais sobre os casos avaliados	100
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	101
5.1	CONCLUSÕES	101
5.2	TRABALHOS FUTUROS	103
	REFERÊNCIAS	105
	APÊNDICE A – MÍNIMO VALOR SINGULAR DA MATRIZ JACOBIANA	111
A.1	Caso RTS96REN.....	111
A.2	Caso MRTS96REN	112
	APÊNDICE B – CONTINGÊNCIAS PARA O SISTEMA RTS96REN	113
B.1	Resultados.....	113

1 INTRODUÇÃO

Até o fim do século passado, um dos objetivos do planejamento da expansão do sistema elétrico de potência concentrou-se na necessidade de determinar os requisitos de capacidade de geração e transmissão necessários para garantir o adequado atendimento à carga (BILLINTON e ALLAN, 1996). Por outro lado, o serviço de transportar energia elétrica por meio de linhas de transmissão passou a ser um negócio, criando oportunidades para a área de gestão de ativos. Neste contexto, o crescimento da carga abre oportunidades de negócios para investidores dos segmentos de geração e transmissão, e impulsionam as necessidades de expansão dos sistemas de transmissão, a qual é assegurada pela União. No Brasil, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pertencente ao Ministério de Minas e Energia (MME).

Neste cenário, desenvolve-se um complexo e custoso processo de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, envolvendo atores nos campos técnico, regulatório, de mercado e governamentais, para o estabelecimento de políticas públicas que garantam a modicidade tarifária e a qualidade necessária de fornecimento contínuo de eletricidade. O planejamento da expansão passou a ter foco nos sistemas de transmissão, o qual forma a infraestrutura necessária para viabilizar o produto energia elétrica em um mercado altamente regulado.

A complexidade observada nos campos mencionados previamente, é estendida para a identificação dos papéis do planejador e do operador. Da perspectiva das responsabilidades técnicas sobre a infraestrutura dos sistemas de transmissão, são definidos papéis para a expansão de curto prazo, à luz das necessidades observadas pelo operador, e de médio e longo prazo, à luz das necessidades observadas pelo planejador. Assim, os horizontes de mais curto prazo, com graus de incertezas menores, estabelecem a necessidade de estudos mais aprofundados nos campos da adequação e da segurança, e os horizontes de médio e longo prazo, com níveis mais elevados de incertezas, se estabelecem no campo da adequação, considerando aspectos de segurança. À medida que o horizonte de planejamento cresce, as incertezas na modelagem dos sistemas de transmissão também crescem, possibilitando um certo nível de simplificação nos modelos utilizados para os estudos de planejamento da expansão de longo prazo dos sistemas de transmissão.

Desde a abordagem clássica sobre as definições que cercam as avaliações de segurança no sistema de potência, principalmente com a crescente integração de novas tecnologias de geração e transmissão - muitas das quais possuem uma interface de conexão baseada em

conversores e proporcionam uma dinâmica mais rápida - promoveu-se uma mudança gradual no comportamento do sistema e na discretização temporal de interesse para avaliações de segurança (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021). A transição para uma matriz eletroenergética com maior participação de fontes renováveis não convencionais e menos dependente da capacidade hídrica já é um consenso no setor elétrico nacional (KAROUI, RESE e SINDER, 2019).

A estabilidade da tensão é um dos aspectos determinantes da máxima capacidade de transferência de energia elétrica e flexibilidade na utilização do sistema de transmissão, de modo que o planejamento e operação dos sistemas de potência amparam-se na realização de uma série de análises para identificação dos problemas associados a instabilidade e/ou colapso da tensão. Nesse sentido, o conceito da estabilidade da tensão refere-se à capacidade do sistema de potência em manter tensões constantes, próximas do valor nominal, em todos os seus barramentos após ser submetido a uma perturbação em uma determinada condição operacional inicial (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004).

Os estudos para segurança da tensão se dividem basicamente em análises de estabilidade de tensão estáticas e dinâmicas. Se por um lado, a avaliação dinâmica esteja muito relacionada a análise de grandes perturbações, e requer um maior detalhamento e modelagem para os elementos do sistema; por outro lado, os estudos estáticos possuem grande valia principalmente nas análises iniciais em regime permanente. A abordagem estática da estabilidade de tensão é muito importante para os estudos de planejamento da expansão, pois permite estimar de forma prática e aproximada o carregamento máximo que o sistema elétrico em análise pode assumir até alcançar o ponto crítico de instabilidade, em um estágio onde uma grande quantidade de cenários e topologias são avaliadas. Ao definir a margem de estabilidade de tensão, este tipo de estudo permite capturar impressões relacionadas ao risco de colapso da tensão em configurações planejadas, bem como a identificação dos melhores pontos candidatos a reforços no sistema, a fim de minimizar situações futuras de instabilidade. Neste contexto, o papel dos estudos de estabilidade de tensão na etapa de planejamento dos sistemas de transmissão é bem definido, possibilitando avaliações e percepções importantes para a expansão desses sistemas.

Atualmente, a avaliação da estabilidade da tensão em regime permanente é amparada em abordagens determinísticas complementares aos estudos elétricos usuais do planejamento, e utilizada principalmente para evidenciar as diferenças de performance entre as alternativas de expansão (EPE, 2020). É também usual, verificar o impacto de contingências na rede, baseado

em critérios estabelecidos para o valor mínimo da margem (ONS, 2021). Contudo, no campo da confiabilidade, o procedimento padrão de planejamento da rede baseado em análise de contingências de primeira e segunda ordem, por meio dos critérios N-1 e N-2, não se traduz em uma avaliação capaz lidar com fontes de energia não convencionais com características intermitentes, uma vez que os índices de desempenho não refletem informações necessárias para direcionar os reforços de rede que minimizem o desperdício da energia renovável (MANSO, SALES, *et al.*, 2012).

Diante do exposto, a justificativa deste trabalho é baseada na extensão da análise da estabilidade da tensão em regime permanente para o contexto da transição energética, onde fontes não convencionais como eólica e solar dividem espaço com a produção convencional hidrotérmica. Ao considerar a tendência de expansão do sistema de geração e transmissão para configurações que comportem uma maior capacidade de geração por fontes não convencionais, busca-se estender a análise para uma avaliação do comportamento da margem de estabilidade para cenários de máximo despacho renovável. Ao considerar séries históricas que refletem as incertezas horárias associadas ao comportamento da capacidade de geração eólica, é realizada uma simulação baseada no conceito do fluxo de potência cronológico (FPC), que além de capturar diferentes flutuações de geração e carga, permite estimar o desperdício da geração renovável conectada ao sistema. De modo a reforçar a necessidade de análises que permitam monitorar as condições da segurança de tensão no sistema, no contexto dos estudos iniciais em regime permanente inerentes ao processo de planejamento para expansão do sistema elétrico, busca-se introduzir e discutir as impressões relacionadas ao impacto do crescimento de fontes não convencionais na avaliação da estabilidade da tensão.

1.1 OBJETIVOS

O objetivo deste trabalho é discutir alguns dos conceitos associados a avaliação da estabilidade da tensão no âmbito dos estudos em regime permanente desenvolvidos na fase do planejamento da expansão, tendo em vista o atual cenário caracterizado pela transição energética, onde o sistema de potência irá abrigar uma maior participação de fontes de energia renováveis não convencionais de comportamento intermitente.

Frente às usuais análises determinísticas tipicamente conduzidas em um cenário de rede íntegra e/ou sob contingências, propor é proposta uma nova avaliação para estimar o

comportamento da margem de estabilidade da tensão mediante a condição de máximo aproveitamento da geração renovável disponível.

Objetivando capturar o comportamento estatístico para margem de estabilidade, e adicionalmente, estimar o desperdício de energia em sistemas com elevada participação destas fontes de geração, é apresentada uma ferramenta computacional que permite realizar avaliações probabilísticas baseadas no conceito de fluxo de potência cronológico considerando o comportamento horário da capacidade renovável. De modo a alcançar o propósito geral do trabalho, enumeram-se os seguintes objetivos específicos:

1.1.1 Objetivos Específicos

1. Estabelecer uma nova abordagem para avaliação da estabilidade da tensão, no sistema elétrico de potência, tendo em vista as alterações tecnológicas na rede de transmissão proporcionadas pela atual transição energética em curso;
2. Desenvolver um protótipo de ferramenta computacional para lidar com a análise de sistemas com alta participação de fontes não convencionais, com intuito de obter os estados que permitem avaliar o sistema mediante um cenário de máximo aproveitamento da geração renovável;
3. Analisar e avaliar o impacto do uso crescente de fontes de energia não convencionais na perspectiva da estabilidade de tensão;
4. Gerar impressões relacionadas à avaliação da estabilidade da tensão em regime permanente através de testes com diferentes sistemas e topologias.

1.2 ESTRUTURA DO DOCUMENTO

Este documento está organizado como segue:

Capítulo 1: Introdução. Contempla uma breve introdução ao trabalho desenvolvido e escopo do problema da pesquisa. As motivações, objetivos e a estrutura do documento são apresentados.

Capítulo 2: Contextualização e referencial teórico. Discute inicialmente o papel das análises voltadas a estabilidade da tensão ao longo das fases que constituem toda vida útil dos sistemas de transmissão (planejamento, construção e operação). Na sequência, os conceitos associados

ao fenômeno da estabilidade de tensão, métodos e abordagem utilizadas para analisar o problema no sistema de potência são discutidos. Evidencia-se a perspectiva dada à estabilidade da tensão mediante a transição energética, e a perspectiva dos estudos associados a avaliação probabilística.

Capítulo 3: Metodologia proposta para avaliação da estabilidade de tensão no sistema de transmissão. Metodologia probabilística baseada no FPC é apresentada, considerando a extensão do método para comportar a análise para a estabilidade da tensão em regime permanente. Apresenta-se uma descrição dos estágios que compõem a simulação e caracterização dos modelos utilizados para avaliação. A simulação desenvolvida leva em conta uma análise do fluxo de potência não linear, e definição das margens para estabilidade da tensão através de um fluxo de potência continuado.

Capítulo 4: Discussão e resultados alcançados. Apresenta-se os principais resultados do estudo para aplicação da metodologia proposta. Com intuito de obter impressões e realizar comparações, o estudo é realizado para quatro sistemas distintos com diferentes capacidades de produção. Para fins de validação, inicialmente a ferramenta computacional é simulada para a configuração RTS96REN. Em seguida, as avaliações são realizadas para os sistemas RTS96REN, MRTS96REN, RTS96 e MRTS96. Por fim, o impacto de considerar o critério determinístico de planejamento N-1 no estudo probabilístico é realizado para o sistema RTS96REN.

Capítulo 5: Considerações finais. Neste último capítulo apresentam-se as conclusões da dissertação e trabalhos futuros.

Apêndices: No apêndice A é ilustrado o critério de parada utilizado na avaliação da estabilidade de tensão em regime permanente. O apêndice B contempla os demais resultados obtidos na avaliação do sistema RTS96REN considerando o critério N-1.

2 CONTEXTUALIZAÇÃO E REFERENCIAL TEÓRICO

Em um primeiro momento, o presente capítulo buscar caracterizar o papel do estudo da estabilidade de tensão ao longo das fases de planejamento, construção/implantação dos empreendimentos de transmissão e operação do sistema elétrico de potência. As características de cada fase são discutidas com intuito de posicionar os principais objetivos vinculados as análises utilizadas para estudar os problemas associados à estabilidade de tensão. Posteriormente, o conceito da estabilidade de tensão no sistema de potência é abordado. O entendimento sobre o fenômeno é exposto por meio das principais características e metodologias associadas à sua análise, conforme estabelecido pela literatura técnica. Com intuito de entender os principais impactos ocasionados pela transição energética no sistema elétrico, onde a proliferação da conexão fontes renováveis não convencionais caracterizam-se como um dos principais aspectos investigados, algumas preocupações associadas ao comportamento da tensão são apresentadas. Por fim, tendo em vista a estocasticidade inerente ao comportamento do sistema de elétrico de potência, algumas abordagens e modelos utilizados para avaliação probabilística da estabilidade de tensão são discutidos, tendo em vista a necessidade de obter impressões sobre a segurança de tensão nos estudos de planejamento.

2.1 A ESTABILIDADE DE TENSÃO APLICADA AO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

A necessidade de realizar estudos vários anos antes da implementação física de qualquer alternativa de expansão, obriga engenheiros planejadores a lidar com elevados níveis de incertezas inerentes ao processo de planejamento (BILLINTON e ALLAN, 1996). Devido a importância de garantir um sistema elétrico seguro do ponto de vista da tensão, as análises direcionadas à abordagem do problema de estabilidade de tensão permeiam todas as fases que compõem a vida útil de um sistema de transmissão. Contudo, o nível de incertezas associadas a detalhes construtivos das linhas de transmissão, vai sendo reduzido à medida que o horizonte de planejamento se aproxima de horizontes operativos, permitindo detalhar aspectos importantes vinculados às análises elétricas da alternativa de expansão. Em especial, os estudos de estabilidade de tensão vão sendo detalhados a medida que se conhecem maiores detalhes construtivos e operacionais, permitindo a abordagem mais completa para a verificação da estabilidade de tensão.

Com o objetivo de atender as condições de carga e geração, compreende-se que a vida útil dos empreendimentos de transmissão integrados ao SIN, entendida nesse contexto como o período que se inicia no planejamento da rede e se estende até a operação destes ativos, está caracterizada em três fases que se distinguem ao longo de um processo temporal: planejamento da expansão, construção dos sistemas de transmissão e operação dos sistemas.

De uma forma inicial, pode-se abordar o tema da estabilidade de tensão tendo em vista que a distância, em termos do crescimento do carregamento no sistema, de um determinado ponto operacional até o ponto de colapso de tensão se torna uma variável que pode ajudar a responder questões importante durante os processos de tomadas de decisão. Sendo as questões levantadas por (LEITE DA SILVA, COUTINHO , *et al.*, 2000) interessantes para situar e entender, de certa forma, o objetivo de alguns estudos que avaliam o risco associado ao colapso da tensão:

- **Planejamento da expansão:** quais são os melhores pontos do sistema para gerar energia reativa, tendo em vista a relação custo-benefício, a fim de minimizar o risco de colapso de tensão nos próximos anos?
- **Planejamento da operação:** qual é a expansão de carga máxima permitida para o próximo ano, a fim de manter o risco de colapso de tensão menor que um valor aceitável?
- **Monitoramento do sistema em tempo real:** qual é a probabilidade ou risco de colapso da tensão do sistema na próxima hora?

Preliminarmente no planejamento, as estratégias de expansão devem essencialmente identificar os empreendimentos estruturais para ampliação da transmissão, tendo em vista que os estudos elétricos e as decisões de planejamento considerando o horizonte de longo prazo estão inseridos em um ambiente com diversas incertezas (MANSO, RESENDE, *et al.*, 2009). Ao passo que o horizonte de análise se aproxima do horizonte da operação o nível de incertezas é relativamente menor, proporcionando maiores condições para modelagem da rede à medida que as instalações planejadas são incorporadas efetivamente ao sistema na fase de detalhamento e construção dos empreendimentos.

A Figura 2-1 situa o horizonte de análise de 5 anos da operação inerentes ao curto e médio-prazo, e o horizonte de longo-prazo destinado ao planejamento, que pode ultrapassar o horizonte decenal (10 anos) e se estender para um horizonte prospectivo maior. Nessa

perspectiva, é indicada a redução do nível de incertezas relacionadas aos detalhes construtivos do sistema de transmissão à medida que os anos de análise se aproximam da operação. No momento de interseção dos horizontes (mesmo ano de análise), idealmente as condições para representação do sistema (modelos, topologias da rede) deveriam ser as mesmas.

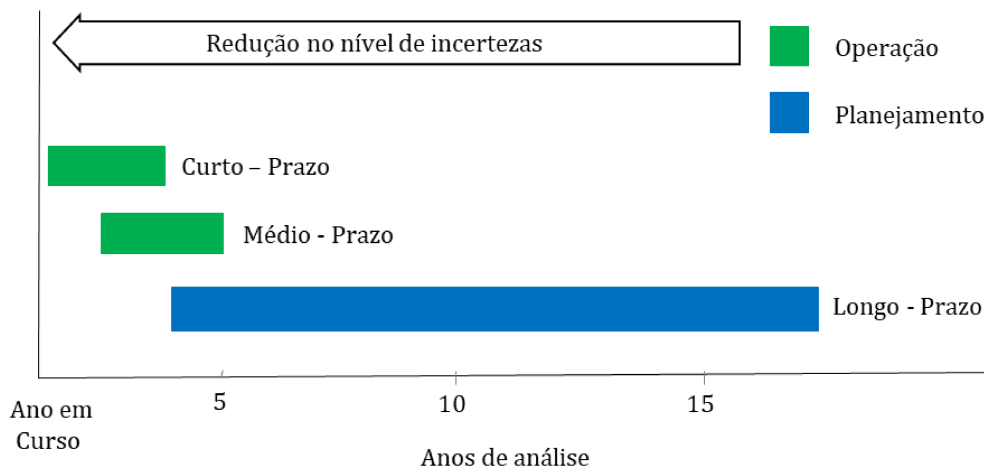


Figura 2-1: Horizontes de análise da operação e planejamento.

Tendo em vista a escala temporal associada ao planejamento, construção e operação, o papel dos estudos para análise da estabilidade de tensão nessas fases é aprofundado e discutido na sequência.

2.2 FASE DE PLANEJAMENTO

Na fase de planejamento, o diagnóstico do sistema ao longo do horizonte de longo prazo identifica a necessidade de estudos para concepção e detalhamento de planos para a expansão SIN, visando atender a projeção futura de geração e demanda com a máxima confiabilidade possível, levando em conta os requisitos de qualidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica. Em uma etapa incipiente, as diversas alternativas de expansão da transmissão, sejam elas soluções estruturais e/ou reforços incrementais, são avaliadas sob o ponto de vista técnico, econômico e socioambiental, com objetivo de alcançar a melhor hipótese para a expansão.

Tendo em vista que as análises dinâmicas e estáticas possuem objetivos diferentes, nesse contexto, embora os métodos dinâmicos sejam mais precisos e, portanto, necessários para a realização de estudos mais exatos, a abordagem estática do problema da estabilidade de tensão

torna-se uma abordagem eficaz quando é necessário realizar um grande número de análises para cobrir os diversos estados de operação no sistema (GUEDES, 2000). Nesse viés, os estudos em regime permanente voltados a avaliação da estabilidade de tensão estão associados as etapas iniciais do ciclo de planejamento, onde diversas configurações de rede e uma exaustiva avaliação do impacto de contingências, são o objetivo das simulações com intuito de averiguar o desempenho das alternativas. O papel desses estudos objetiva sinalizar ao planejamento - através do levantamento e avaliação das relações PV e QV - a distância até ponto de colapso da tensão e a margem de estabilidade existente. Tais análises possibilitam identificar diferentes margens de segurança mediante as previsões de carregamento, e avaliar a capacidade no suporte de potência reativa inerente às distintas configurações de transmissão em estudo, permitindo ao planejador identificar soluções e reforços para evitar o estado de colapso.

Conforme os critérios de planejamento estabelecidos para expansão do sistema de transmissão brasileiro (CCPE, 2002), a margem de estabilidade para tensão (ou margem de carregamento), deve ser igual ou superior ao limite mínimo de 6%, para condições de rede normal e sob contingência simples (N-1). Na época, além de levar em consideração as características do setor, o estabelecimento desse critério buscou incorporar as incertezas atribuídas ao atraso de obras e erros de previsão da carga. Nota-se como isso é uma particularidade atribuída ao sistema brasileiro. Alguns planejadores internacionais, por exemplo, adotam como critério para segurança de tensão o limite mínimo de 5% e 2.5% para margem, ao considerar contingências simples e duplas, respectivamente, como é o caso dos estudos para o sistema norte-americano (NERC, 2016), canadense (AESO, 2019) e neozelandês (TRANSPower, 2005).

Por outro lado, o papel das análises dinâmicas usualmente está associado as etapas finais da fase de planejamento, onde é realizado o detalhamento técnico da alternativa de referência. Estas análises buscam confirmar situações críticas para segurança da tensão identificadas através dos estudos estáticos, e a avaliar a viabilidade da alternativa de expansão frente a grandes perturbações, verificando o amortecimento das oscilações de tensão em regime transitório após estes eventos. Assim, a avaliação do comportamento da tensão decorrente da eliminação de curtos-circuitos e manobras operativas (rejeições de carga, energização de circuitos, contingências) podem indicar a necessidade de compensação ou o ajuste de esquemas especiais de proteção para garantir a estabilidade da tensão e integridade do sistema planejado.

Para os critérios de planejamento da rede de transmissão brasileira, a necessidade de análises estáticas para definição das margens de segurança de tensão é situada como estudos

complementares aos estudos elétricos usuais do planejamento, com o objetivo de melhor evidenciar as diferenças de desempenho das demais alternativas de transmissão, servindo como subsídio adicional para seleção da alternativa vencedora (EPE, 2020). Por outro lado, embora as análises dinâmicas sejam foco da alternativa vencedora para verificar a exequibilidade da instalação planejada, quando necessário os estudos dessa natureza são realizados sobre todas as alternativas de expansão.

2.3 FASE DE CONSTRUÇÃO (PROJETO BÁSICO)

O produto da fase de planejamento resulta em um conjunto de empreendimentos de transmissão a serem integrados no SIN, e que irão compor a gama de obras previstas para licitação e leilão. Após isso, é caracterizada a fase de construção, onde os agentes que adquiriram a concessão para execução de determinado empreendimento, elaboram estudos com objetivo de estabelecer um projeto básico da nova instalação. O objetivo do projeto básico consiste em apresentar as características técnicas e premissas de engenharia das instalações, bem como especificações básicas dos equipamentos de transmissão, proteção, controle e comunicação da instalação (ONS, 2013). Posteriormente, o empreendimento fica sujeito a um projeto executivo e efetiva construção.

Nessa fase, o escopo das análises passa de uma perspectiva sistêmica para uma análise focalizada na conformidade da instalação e sua integração ao sistema. Nesse contexto, o papel das análises voltadas à estabilidade de tensão acompanha os estudos dinâmicos, de modo a subsidiar as especificações básicas para os esquemas de proteção e controle necessários a segurança do empreendimento e demais instalações. Em âmbito geral, a estabilidade dinâmica é testada considerando perturbações provenientes de manobras de energização, rejeição de carga e contingências após aplicação de curto-circuito (ONS, 2013).

2.4 FASE DE OPERAÇÃO

Nessa etapa, compete ao operador do sistema a responsabilidade sob a coordenação e controle da operação das diversas instalações de geração e transmissão do SIN. Os estudos elétricos nessa fase buscam subsidiar ações operativas em tempo real do sistema, e realizar o planejamento da operação elétrica com o objetivo de avaliar o desempenho futuro do SIN no médio-prazo. O produto das fases anteriores, em tese, converge para a expansão de uma rede

robusta capaz de atender as diversas condições operativas previstas, uma vez que neste horizonte da operação, salvo a identificação de ampliações e reforços pontuais, espera-se que a rede não atenda uma grande configuração estrutural de expansão para atendimento dos requisitos e critérios técnicos de fornecimento e qualidade.

De modo geral, as atividades desenvolvidas na fase de operação compreendem ainda três etapas (VILELA, 2014): (i) planejamento da operação, que estabelece as diretrizes para que o sistema opere adequadamente, avaliando a rede para diferentes cenários; (ii) operação em tempo real, coordenando o sistema com base nas diretrizes estabelecidas no planejamento; e (iii) pós-operação, onde analisa-se acontecimentos e ações enfrentadas pelo sistema.

Na fase de operação os estudos elétricos encontram uma rede suficientemente detalhada, com um grau de incertezas inferior em comparação aos estudos de longo-prazo, integrando as instalações de expansão já consolidadas, ou previstas para entrarem em operação. Assim, as análises estáticas e dinâmicas para avaliação da segurança da tensão são realizadas mediante indicações de desempenho inadequadas do sistema ou mudanças na topologia da rede, apontando a necessidade de investigações sobre a situação da estabilidade de tensão.

Semelhante a fase de planejamento, o papel da avaliação da estabilidade de tensão sob a ótica estática busca definir através da obtenção das margens de estabilidade, a seleção de contingências críticas e identificação de áreas e controles críticos para a segurança da tensão sistêmica, de modo a apontar possíveis reforços e sinalizar as condições operativas mais seguras. No âmbito dos estudos situados no planejamento da operação, quando pertinente, as análises para determinar as margens de estabilidade da tensão devem contemplar diversos cenários (rede completa e incompleta), enquanto na operação de tempo real, uma vez que o estado e topologia da rede são conhecidos, pode ser necessário um número menor de cenários e menor margem de segurança de tensão (ONS, 2021).

Em (ONS, 2021), é definido como critério para os estudos de planejamento da operação, margens mínimas para estabilidade da tensão de 7% e 4%, nas análises com rede completa e incompleta, respectivamente. Na operação em tempo real, considera-se como critério uma margem mínima de 4%. Adicionalmente, diferentes características de suprimento, modelagem, e recursos, entre as áreas do SIN, podem implicar a necessidade de critério particular para definição de margens mais restritivas e seguras nos estudos.

As simulações no domínio do tempo realizadas no âmbito dos estudos dinâmicos, servem para confirmar as margens de segurança de tensão apontadas pela análise estática e estudar a interação entre os controladores. Visando verificar se o sistema se mantém

dinamicamente estável frente aos distúrbios associados a faltas e abertura intempestiva dos circuitos, o papel dessas análises busca definir limites operativos e identificar a necessidade e/ou ajustes dos esquemas especiais de proteção (ONS, 2021), a fim de preservar a segurança da rede. De forma complementar, na operação em tempo real, tais análises devem cobrir possíveis situações não previstas no planejamento, de modo a evitar a atuação dos esquemas de controle de emergência durante a operacionalidade do sistema.

2.5 ABORDAGENS SOBRE O PROBLEMA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Embora a estabilidade do sistema de potência seja essencialmente um problema único, a diversidade de perturbações e pontos operativos que este pode experimentar tornam a abordagem da estabilidade um problema complexo quando tratado de forma unificada, principalmente do ponto de vista de simulação. De uma forma geral, a literatura técnica classifica o problema da estabilidade no sistema de potência conforme as classes e subclasses associadas a cada tipo de estabilidade, identificadas no diagrama da Figura 2-2 (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

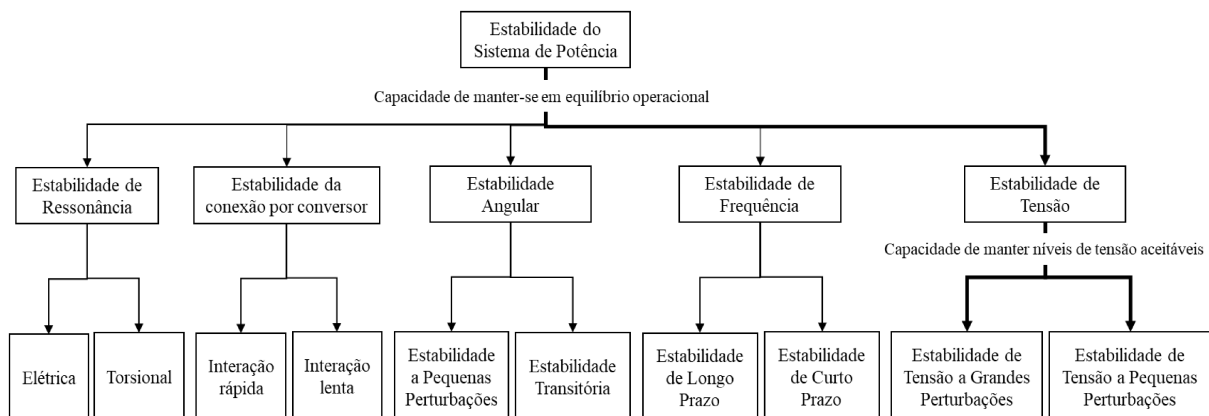


Figura 2-2: Classificação da estabilidade de sistema de potência. Indicando em negrito o caminho sob estudo neste trabalho.

Esta caracterização, em termos de classes e subclasses, é identificada em função da natureza física da instabilidade no sistema (ângulo, frequência e tensão), magnitude da perturbação (pequeno/grande distúrbio) e intervalo de tempo (discretização temporal) de análise a ser considerado para determinar estabilidade (curto/médio/longo – prazo).

Torna-se importante ressaltar que, desde que a abordagem clássica sobre as definições de estabilidade estabelecidas em (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004), o comportamento

dinâmico do sistema de potência mudou gradualmente devido a crescente integração de tecnologias de geração e transmissão que possuem interface de conexão baseada em conversores (CIGs – *Converter Interfaced Generation*), trazendo uma dinâmica mais rápida e reduzindo a escala de tempo de interesse para estabilidade da rede. Em reconhecimento a essa crescente mudança, o trabalho de (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021) incorporou à visão original da estabilidade duas novas classes: estabilidade por conversores, e estabilidade de ressonância.

A abordagem sobre o problema da estabilidade de tensão, conforme identificado na Figura 2-2, torna-se o caminho a ser focalizado neste trabalho. De tal forma, o esclarecimento dos conceitos relacionados a este tipo de estabilidade e sua classificação tornam-se importantes, para que seja possível identificar o papel que os estudos dessa natureza possuem ao longo das fases que constituem a vida útil dos sistemas de transmissão.

2.5.1 Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão é um dos aspectos determinantes da máxima capacidade de transferência de potência em redes de transmissão e/ou distribuição, possuindo grande importância nas fases de operação e de planejamento da expansão dos sistemas de energia elétrica. Como o fenômeno representa uma das principais barreiras à operação estável da rede, suas causas e consequências se apresentam como objeto de pesquisas no âmbito da análise de sistemas elétricos, buscando identificar possíveis medidas preventivas e corretivas para mitigar o risco de problemas associados a instabilidade de tensão em grandes sistemas interligados (AJJARAPU e LEE, 1998).

Devido ao amplo interesse pelo assunto, várias definições sobre o problema podem ser encontradas na literatura (TAYLOR, 1993) (KUNDUR, 1994) (DOBSON, VAN CUTSEM, *et al.*, 2002). Os esforços iniciais de (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004) para definir e classificar a estabilidade do sistema de potência foram tomadas como referência neste trabalho, o qual posiciona o fenômeno da estabilidade da tensão por meio do seguinte conceito:

A estabilidade de tensão refere-se à capacidade de um sistema de potência em manter tensões constantes próximas do valor nominal em todas as barras do sistema após ser submetido a uma perturbação em uma determinada condição operacional inicial.

A instabilidade de tensão pode manifestar-se por meio de uma progressiva queda ou contínuo aumento da tensão em alguns barramentos, o que pode requerer algumas ações corretivas para buscar reestabelecer as condições estáveis, como por exemplo: a rejeição de carga em algumas áreas; o desligamento de determinadas linhas de transmissão; ou o seccionamento de outros elementos do sistema por meio da sensibilidade dos esquemas de proteção. Sob a ótica da segurança no atendimento à demanda, a perda da estabilidade de tensão é um fenômeno a ser evitado, devido a possíveis desligamentos tempestivos e ao surgimento de condições mais graves que possam evoluir ao colapso sistêmico da tensão.

O colapso de tensão é um termo amplamente utilizado na literatura técnica, e é correspondente ao processo pelo qual uma sequência de eventos, que acompanham a instabilidade da tensão, levam a um estado de *blackout*, ou a níveis de tensão criticamente baixos em uma parte significativa do sistema elétrico. Problemas dessa magnitude foram identificados em diversos sistemas ao longo das últimas décadas (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004) (ENTSO-E, 2011), o que justificou a necessidade de maiores análises direcionadas as condições de estabilidade, bem como o melhoramento dos níveis de tensão e controle de potência reativa desses sistemas, uma vez que o colapso da tensão está intrinsicamente relacionado à falta de reservas de energia reativa (TAYLOR, 1993).

Uma das circunstâncias que contribuem com o problema da instabilidade é a queda de tensão ocasionada pelos fluxos de potência ativa e reativa através das linhas de transmissão, tornando-se um aspecto que limita a capacidade de transmitir energia e fornece suporte de tensão aos barramentos do sistema, de tal forma que essa capacidade de transmissão e amparo aos níveis de tensão ficam ainda mais limitados à medida que os geradores do sistema, *taps* de transformadores e/ou bancos de capacitores alcançam seus limites operativos, incluindo condições de sobrecarregamentos. Quando a rede opera em situações dessa magnitude, a integridade e estabilidade de tensão ficam ameaçados.

Ainda que o fenômeno mais comum de instabilidade se configure como a queda progressiva de tensão nos barramentos, o fenômeno de instabilidade através de sobretensões também pode vir a ocorrer (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004). Esse fenômeno está associado com o comportamento capacitivo da rede, bem como na limitação da capacidade dos geradores e compensadores em absorver o excesso de potência reativa remanescente no sistema. Nessas ocasiões a instabilidade da tensão está relacionada, geralmente, a um cenário de baixo nível de carregamento.

2.5.2 Estabilidade da tensão devido a grandes e pequenas perturbações.

A estabilidade no âmbito de grandes perturbações, refere-se à capacidade do sistema em manter os níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis após a ocorrência de distúrbios de grande magnitude, tais como a saída forçada de geradores, contingência de linhas de transmissão, e curtos-circuitos. As interações dos controles existentes, esquemas de proteção, e as características da rede, são fatores preponderantes na capacidade do sistema em manter a estabilidade dos níveis de tensão. A avaliação após ocorrência destes distúrbios requer uma análise da resposta não linear do sistema de potência durante um período suficiente para capturar as ações de controle corretivas e verificar a restauração do equilíbrio operacional, o que caracteriza um período de estudo situado na ordem de alguns segundos a dezenas de minutos. Como envolve a dinâmica e ações rápidas do sistema, o conceito da estabilidade de tensão de curto-prazo é utilizado (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004) (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021) para caracterizar esses fenômenos.

Por outro lado, a estabilidade de tensão a pequenas perturbações está relacionada à capacidade em manter níveis constantes de tensão quando a rede está sujeita a pequenos distúrbios, como a mudanças incrementais na carga do sistema. No âmbito das pequenas perturbações as equações do sistema elétrico podem ser linearizadas em um ponto de operação específico, permitindo obter informações importantes sobre a sensibilidade da rede e fatores que influenciam a estabilidade da tensão (KUNDUR, 1994) (PRADA, PALOMINO, *et al.*, 2002). Para caracterizar esses fenômenos, que geralmente correspondem a análise de uma redução progressiva nos níveis de tensão em algumas barras da rede, o conceito de estabilidade de tensão de longo-prazo é geralmente utilizado (KUNDUR, PASERBA, *et al.*, 2004), onde a avaliação destes distúrbios acaba envolvendo a atuação de equipamentos de ação mais lenta (comutação dos *taps* de transformadores, limites de excitação dos geradores, etc.).

A instabilidade da tensão de longo-prazo é geralmente avaliada estimando-se uma margem de estabilidade expressa em termos do aumento da carga, de um ponto de operação até a transferência máxima de potência, onde se estabelece o início da instabilidade. Para tanto, a direção do estresse do sistema deve ser definida, incluindo o padrão de aumento da carga e participação da geração (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021). Como abordado nos próximos capítulos, essa metodologia consiste em um dos principais métodos de avaliação tratados neste trabalho.

Nesse contexto, a análise da estabilidade da tensão objetiva determinar as margens de estabilidade do sistema através das relações PV e QV obtidas por meio de estudos em regime permanente, onde informações sobre o ponto de colapso da tensão e a reserva de reativos do sistema também são verificadas.

2.5.3 Métodos para análise da estabilidade de tensão

Observou-se até então, que a metodologia associada ao estudo da estabilidade de tensão está relacionada com a magnitude e o tipo da perturbação experimentada pelo sistema. Embora grandes distúrbios no sistema usualmente necessitem de uma análise mais detalhada do comportamento dinâmico em simulações no domínio do tempo empregando modelos e métodos vinculados a necessidade desses estudos, a abordagem por meio de uma ótica estática proporciona uma avaliação rápida sobre as condições críticas do ponto de vista sistêmico, buscando essencialmente definir aspectos relacionados a margem de estabilidade disponível (ou margem de segurança de tensão), isto é, delimitar o aumento de carga ainda possível sem que o sistema fique sujeito a instabilidade.

2.5.3.1 Análise dinâmica.

Os estudos de desempenho dinâmico buscam de forma geral, verificar se o comportamento da tensão pós distúrbio na rede resulta em um ponto de operação estável, ou no colapso. Neste sentido, as simulações dinâmicas no domínio do tempo possibilitam um acompanhamento mais preciso dos diversos equipamentos da rede, tornando esta análise crucial para estudos de transitórios elétricos que sucedem grandes perturbações no sistema. A importância desses estudos usualmente está vinculada a uma análise mais aprofundada das situações específicas que possam levar ao colapso da tensão, de modo a observar a resposta dos controles existentes no sistema, e subsidiar o dimensionamento dos esquemas de coordenação e proteção.

Em (EPE, 2021) uma avaliação do desempenho dinâmico na região sudeste do SIN considerando o horizonte de médio e longo prazo é apresentado, onde o aumento na capacidade de exportação entre os subsistemas Norte e Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste é validado mediante a análise do amortecimento transitório da tensão, após perturbações nas interligações.

Evidencia-se um melhor desempenho dinâmico da tensão na rede CA considerando o suporte de reativos adicionais providos pela instalação de compensadores síncronos.

Nessa linha, uma das principais conclusões do estudo de (ENTSO-E, 2017) aponta que as drásticas mudanças no sistema elétrico europeu, impulsionadas pela interligação da malha de transmissão e aumento na capacidade de geração renovável não convencional, trazem como consequência a necessidade de integrar ainda mais as análises dinâmicas no planejamento de longo-prazo.

2.5.3.2 *Análise estática.*

Embora tenha-se um consenso de que a estabilidade de tensão seja um fenômeno dinâmico (KUNDUR, 1994), análises estáticas são capazes de fornecer, com relativa facilidade e precisão, índices relacionados a proximidade do ponto crítico de carregamento do sistema, e identificação das áreas sensíveis a instabilidade (FERNANDES, 2006). A obtenção destas soluções está associada com a proximidade do ponto de singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de potência. Com o objetivo de verificar as condições críticas para estabilidade de tensão, diversos métodos encontrados na literatura vinculados a Análise Modal (GAO, MORISON e KUNDUR, 1992), autovalor à esquerda da Matriz Jacobiana Singular (OVERBYE, 1994), Métodos de Otimização (GRANVILLE, MELLO e MELO, 1996), e técnicas para estimar o colapso de tensão usando vetor tangente (ZAMBRONI DE SOUZA, CAÑIZARES e QUINTANA, 1997) são propostos, dentre outros.

Tendo em mente que o ponto de máximo carregamento do sistema corresponde a um dos principais indicadores relacionados a avaliação da estabilidade da tensão, o método baseado no conceito do fluxo de potência continuado (AJJARAPU e CHRISTY, 1992), que de forma geral consiste na obtenção do máximo carregamento por meio de sucessivas soluções do fluxo de potência, constitui-se como uma ferramenta clássica para este fim. As etapas de predição e correção permitem o levantamento de curvas PV (expressa em termos da potência ativa) e QV (expressa em termos da potência reativa disponível no ponto de operação), que facilitam a avaliação da estabilidade de tensão.

Em (MARTINS, 2000) e (AFFONS, SILVA e SILVA, 2008) é apontada a análise do colapso da tensão associada ao aumento gradual da carga do sistema. O fato do incremento de carga se dar de forma lenta em relação a resposta dinâmica do sistema, esta avaliação é considerada quase estática. Neste contexto, a estabilidade da tensão avaliada através da

estimação de uma margem de estabilidade, permite uma investigação rápida e simples das condições críticas do sistema, estendendo a análise para diversos cenários. Adicionalmente, a identificação de barras específicas críticas do ponto de vista da tensão permite caracterizar os locais mais deficientes do sistema e candidatos à reforços.

Embora a definição de índices para estabilidade de tensão seja usualmente obtida por meio de estudo determinísticos, incertezas relacionadas aos cenários de planejamento trazem impactos significativos na determinação da margem de estabilidade, mesmo com um grau de incerteza relativamente pequeno (CONDENGA, 2013). Uma das incertezas mais impactantes na definição desses estudos está associada a definição dos geradores responsáveis pelo redespacho que suprem o aumento gradual da carga (VILELA, 2014). O critério de participação dos geradores nesse aumento gradual da carga é relevante e pode condicionar a avaliação da estabilidade de tensão realizada.

Por outro lado, para fins operacionais, torna-se também necessário acompanhar e manter as condições de estabilidade da tensão, uma vez que o sistema pode operar próximo a seu limite em algumas situações. Para isso, índices nodais que indicam a margem máxima de estabilidade, máxima injeção de potência suportada pelo barramento, e região de operação do sistema (estável /instável) são propostos nas análises de (PRADA, PALOMINO, *et al.*, 2002), onde a adequação dos índices alcançados é corroborada pela análise dos resultados do sistema de transmissão de Itaipu imediatamente antes de um evento de *blackout*.

2.6 ESTABILIDADE DE TENSÃO MEDIANTE A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A experiência nacional e internacional obtida com incidentes associadas a estabilidade de tensão relatados nas décadas passadas (TAYLOR, 1993) (FILHO, 2006), reforçaram para que o tema ganhasse destaque. Atualmente, a transição energética, impulsionada por uma maior penetração da geração assíncrona em relação aos equipamentos síncronos que tradicionalmente forneciam serviços para rede, ressaltaram, de modo geral, novas preocupação para o comportamento da estabilidade, frente a rápida evolução do sistema elétrico de potência.

No sistema brasileiro, o rápido desenvolvimento para aproveitamento da capacidade eólica e solar associado a crescentes restrições para implantação de novas usinas hidrelétrica com grandes reservatórios, promoveram uma crescente integração de fontes de energia renováveis variáveis (VRE). O consenso de que o setor atravessa por um momento de transição, evoluindo para uma participação maior da geração renovável na matriz energética, acaba

levantando a preocupações do ponto de vista do planejamento e da operação do sistema elétrico como um todo (KAROUI, RESE e SINDER, 2019).

De fato, as consequências associadas a uma transição energética acabam trazendo novos aspectos relacionados ao estudo da estabilidade de tensão. Conforme (MATEVOSYAN, MACDOWELL, *et al.*, 2021), à medida que a capacidade instalada de recursos baseados em inversores (IBRs – *Inverted-Based Resources*) como geração eólica, solar fotovoltaica e armazenamento em baterias, fazem frente a geração síncrona convencional, e reduzem a robustez do sistema, a preocupação com a estabilidade transitória pode ser substituída pela necessidade de manter níveis adequados de tensão e inércia em toda rede. Desse modo, em um cenário com massiva penetração de IBR, novas preocupações com a estabilidade de tensão são criadas devido a fatores como: número variável de reguladores de tensão em operação em altos ganhos; diferenças nas respostas dinâmicas dos distintos IBRs; e, potencial de interação entre IBR e outros dispositivos dinâmicos.

Ainda que o conceito base da estabilidade de tensão mantenha-se inalterado, a tendência de integrar à rede um número cada vez maior de geradores baseados em inversores, e soluções baseadas em elos de transmissão em corrente contínua (CCAT) em grandes sistemas interligados, por envolverem uma dinâmica de ação rápida, são aspectos a serem observados cada vez mais sob a ótica da estabilidade de tensão de curto-prazo (HATZIARGYRIOU, MILANOVIC, *et al.*, 2021).

Se nos estudos usuais o papel das análises da estabilidade da tensão busca avaliar distintas configurações de rede e o impacto de perturbações/contingências, o planejamento do sistema de potência diante de uma massiva integração de VRE abre margem para avaliar as condições em torno da estabilidade de tensão para uma perspectiva de máximo aproveitamento do recurso renovável. Nesse contexto, a previsão da expansão do parque gerador para uma capacidade instalada em torno de 32 GW e 8 GW em geração eólica e solar centralizada no SIN, para o horizonte de 2030 (EPE, 2020), corrobora com uma necessidade de avaliações para garantir adequação e estabilidade da rede com o objetivo de minimizar o desperdício dessas fontes. Internacionalmente, um plano de ação lançado pela União Europeia (UE) promoveu a exploração dos recursos renováveis para abastecimento dos setores de eletricidade, aquecimento e transporte, de modo que 32% do consumo de energia da UE seja proveniente de fontes renováveis até 2030 (EUROPEAN COMMISSION, 2021).

Diversos trabalhos na literatura técnica estão avaliando o problema da estabilidade da tensão sobre um cenário com elevada participação da geração eólica/solar (MUÑOZ,

CANIZARES, *et al.*, 2013) (LIN e LEI, 2013) (ZHANG, WANG, *et al.*, 2017) (XIA, ZHENG, *et al.*, 2021) (SAMPAIO, DE LIMA, *et al.*, 2021). De forma geral, tais estudos ressaltam como as incertezas inerentes a variabilidade da capacidade renovável (velocidade do vento, irradiação solar), e a correlação espacial existente entre as diversas fontes de geração do sistema, são aspectos que impactam principalmente na margem de estabilidade de tensão do sistema.

Buscando confirmar o fato de que o modo de operação de um parque eólico tem influência na estabilidade estática da tensão, em (MEEGAHAPOLA, SGUAREZI, *et al.*, 2020) o método baseado em curvas QV é utilizada para avaliar a margem de potência reativa do sistema mediante substituição da geração síncrona por um parque eólico constituído de aerogeradores com distintos modos de operação. Ao promover uma geração eólica baseada no modo controle de tensão, o sistema apresenta uma melhora na margem estática para estabilidade da tensão. Por outro lado, uma deterioração na margem é evidenciada ao considerar aerogeradores operando no modo de controle do fator de potência. A análise de (DIERKES, BENNEWITZ, *et al.*, 2014), motivada pela mudança no sistema de energia alemão mediante ao descomissionamento de usinas convencionais em virtude da integração da geração renovável não convencional, mostram como distintas estratégias de controle destas fontes influenciam significativamente a estabilidade da tensão de todo sistema elétrico alemão. Alguns casos considerando as fontes de energia renovável distribuída controladas com fatores de potência unitário $\cos\varphi = 1$ e $\cos\varphi = 0.95_{ind}$ são experimentados. De modo conclusivo, observa-se que: se nos próximos anos outros geradores forem controlados com um fator de potência indutivo, a fim de reduzir as tensões na rede de distribuição, o limite de estabilidade de tensão diminuirá.

As preocupações de considerar o impacto das fontes renováveis no planejamento da transmissão e geração tem sido experimentada por meio de métodos probabilísticos, que de um modo geral capturam o impacto da volatilidade na representação destes recursos através dos indicadores de performance da confiabilidade (FLÁVIO, MANSO, *et al.*, 2011) (LEITE DA SILVA, MANSO, *et al.*, 2013). Como há uma incerteza com relação à ocorrência de estados de instabilidade, é importante que a análise de estabilidade de tensão também reconheça as incertezas associadas com a natureza aleatória do comportamento do sistema, e intermitência da geração renovável existente. Alguns métodos baseados na Simulação de Monte Carlo (SMC), por exemplo, buscam avaliar o desempenho da rede por meio de índices que podem facilmente estimar o risco de instabilidade da tensão (LEITE DA SILVA, COUTINHO, *et al.*, 2000) (RODRIGUES, PRADA e SILVA, 2010).

2.7 AVALIAÇÃO PROBABILÍSTICA DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

De modo geral, uma avaliação probabilística da margem de carregamento em relação ao ponto de colapso da tensão e a determinação das barras críticas mais suscetíveis a instabilidade permite ao operador/planejador avaliar o quão seguro é determinado ponto de operação ou cenário, e quais áreas do sistema são mais vulneráveis. Estes indicadores podem ser aplicados para determinar as ações corretivas, com o objetivo de mitigar o risco de colapso da tensão.

Considerando a natureza estocástica do sistema de geração e transmissão, o impacto nos resultados do fluxo de potência tem sido objeto de diversos estudos (LEITE DA SILVA, RIBEIRO, *et al.*, 1990) (MANSO, SALES, *et al.*, 2012) (FLÁVIO, 2015), os quais podem ser estendidos para tratar da análise do problema do colapso de tensão. De fato, a modelagem das incertezas referentes ao perfil de carga, e simulação da indisponibilidade dos equipamentos do sistema, podem prover medidas mais realistas para análise do risco de colapso de tensão (LEITE DA SILVA, COUTINHO, *et al.*, 2000).

Dessa forma, um dos principais objetivos da avaliação probabilística é estimar o risco médio de instabilidade de tensão para várias contingências no sistema de transmissão e geração. Assim, a análise de estabilidade de tensão para um grande número de estados de contingência do sistema é conduzida neste tipo de avaliação.

Em (LI, 2011), uma nova técnica que inclui um modelo de otimização e análise modal da matriz Jacobiana reduzida, associada a SMC foi apresentada para avaliar o risco médio de instabilidade de tensão de um sistema de transmissão sob várias condições de interrupção. Para cada estado de contingência um modelo de otimização é usado para identificar a impossibilidade da solução das equações de fluxo de potência. Não havendo solução para o fluxo de potência, deduz-se que uma das hipóteses para a falta de solução pode ser causada pelo colapso das tensões do sistema (instabilidade da rede) ou instabilidade de computação numérica. Uma análise da singularidade da matriz Jacobiana reduzida¹ é então utilizada para diferenciar os dois casos. Se o fluxo de potência for solucionável, a solução obtida por meio do modelo de otimização pode corresponder à parte superior (estável) ou inferior (instável) de uma

¹ A matriz jacobiana reduzida do sistema (J_R) leva em conta apenas a relação incremental entre potência reativa (Q) e as tensões (V). Em outras palavras, ΔP pode ser assumido como zero. Nesse caso, a singularidade de J_R é equivalente à singularidade do jacobiano completo do sistema (LI, 2011).

curva QV. Os sinais dos autovalores da matriz Jacobiana reduzida podem ser utilizados para distinção dos dois casos.

A introdução do modelo de otimização na técnica proposta por (LI, 2011) busca evitar vários cálculos de fluxo de potência inerentes ao método da continuação (fluxo de potência continuado) que são necessários para atingir gradualmente o ponto de colapso e estabelecimento da margem de estabilidade, enquanto que a solução da SMC é utilizada para seleção dos estados de contingência no sistema, a partir dos quais os índices médios que refletem o risco de instabilidade de tensão podem ser avaliados. De modo sucinto, o procedimento utilizando a SMC para avaliação do risco de instabilidade de tensão inclui as seguintes etapas:

1. Os estados pré-contingência são selecionados;
2. As contingências (falhas forçadas) dos componentes do sistema de transmissão e geração são determinadas aleatoriamente;
3. Um modelo de otimização é aplicado para criar um ponto de solução para a contingência selecionada, que consiste em uma solução sem redução, ou considerando um corte mínimo de carga. No modelo de otimização de reconhecimento da insolvabilidade do fluxo de potência, potência ativa e reativa dos geradores, fornecimento de reativo pelos equipamentos de compensação, *tap* dos transformadores e o corte de carga nas barras são variáveis de controle; tensão nas barras são variáveis de estado, e a minimização do corte total de carga é a função objetivo;
4. Análise da matriz Jacobiana reduzida é realizada para julgar se cada um dos casos de contingência amostrado é estável em tensão;
5. Os seguintes índices da instabilidade de tensão são calculados:

$$PVI = \frac{m}{M} \quad (2-1)$$

$$ELCAVI = \sum_{j=1}^M \sum_{i=1}^{N_j} \frac{C_{ij}}{M} \quad (2-2)$$

Onde *PVI* (*probability of voltage instability*) é a probabilidade de instabilidade de tensão, *ELCAVI* (*expected load curtailment to avoid voltage instability*) é a redução de carga esperada para evitar a instabilidade de tensão, *m* é o número de estados do sistema que são instáveis em tensão, *M* o número total de estados amostrados, *C_{ij}* é a redução de carga na barra *i* no estado *j* amostrado, e *N_j* é o número de barras no estado *j* amostrado. Observa-se que o número de barras pode ser alterado, uma vez que os

sistemas isolados podem ocorrer como resultado das interrupções dos circuitos de transmissão;

6. Os passos de 1 a 5 são repetidos até que um coeficiente de variância dos índices *PVI* ou *ELCAVI* sejam menores que um limite especificado para convergência.

Os índices de risco de instabilidade de tensão supracitados podem ser aplicados como indicadores de desempenho do sistema no planejamento da transmissão junto com outros índices de adequação. Uma meta aceitável para o índice *PVI* pode ser estabelecida após conhecimento e estudos consideráveis para um determinado sistema. Se o indicador *PVI* para um futuro ano no horizonte de planejamento for superior a meta estabelecida, isso pode indicar um deterioramento do desempenho da estabilidade de tensão do sistema, e logo, alguns reforços são necessários. De modo a validar o impacto da alternativa planejada, a diferença nos índices *PVI* e *ELCAVI* antes e depois de um projeto de reforços representa a melhoria na estabilidade de tensão devido ao projeto proposto (LI, 2011).

Uma metodologia probabilística para avaliar o risco de colapso de tensão para sistemas elétricos estressados que venham a operar com elevado grau de carregamento e fluxos de potência próximos a capacidade nominal dos circuitos da rede, considerando o impacto das incertezas de carga, é apresentado por (LEITE DA SILVA, COUTINHO, *et al.*, 2000). O método proposto é baseado nas técnicas do vetor tangente e SMC para determinar a barra crítica mais provável e o ponto de colapso de tensão correspondente. Índices para acompanhar o risco de colapso e a criticidade de interrupções da transmissão são testados para uma versão do sistema teste de confiabilidade IEEE e para uma configuração reduzida do sistema sul brasileiro. Assumindo fatores de carregamento prováveis de ocorrerem para um determinado horizonte de planejamento, o desempenho é avaliado considerando possíveis estratégias para redução do risco de colapso da tensão: instalação de novos bancos capacitivos, incremento na compensação reativa capacitiva, corte de carga nas barras críticas.

Em (RODRIGUES, PRADA e SILVA, 2010) a análise probabilística da estabilidade de tensão engloba dois mecanismos causadores da instabilidade: perda de controlabilidade (quando as ações corretivas para corrigir a tensão tem efeito oposto ao esperado), e ausência de solução das equações do fluxo de potência (quando após um distúrbio, as equações do fluxo de potência da rede para um determinado ponto de operação não possuem solução factível – a margem de estabilidade de tensão é superada). Os resultados obtidos demonstram que, erros de previsão de carga possuem uma porcentagem significativa para o risco de instabilidade de

tensão, e estados instáveis associados a perda da controlabilidade possuem probabilidade de ocorrência considerável.

De modo a reproduzir a incerteza e intermitência da energia eólica durante o planejamento do sistema, em (ALZUBAIDI, HASAN e MEEGAHAPOLA, 2022) uma avaliação probabilística da estabilidade da tensão é conduzida através da SMC, com objetivo de verificar o impacto de distintos tipos de distribuições de probabilidade para reprodução da velocidade dos ventos. A capacidade de carregamento do sistema e distribuição dos pontos de colapso da tensão forma obtidos por meio de um fluxo de potência continuado.

Dado a influência da penetração de energia eólica nos estudos de planejamento, os mesmos autores buscam também em (ALZUBAIDI, HASAN, *et al.*, 2021) analisar o problema probabilisticamente por meio da SMC, investigando a abrangência dos fatores que influenciam na estabilidade da tensão, como (i) diferentes perfis de velocidades dos ventos, (ii) diferentes tipos de geradores eólicos, (iii) vários modos de controle, e (iv) controladores de tensão com diferentes tensões de referência. Ao modelar as incertezas de carga e ventos por meio de uma distribuição de probabilidade, o sistema IEEE39 adaptado a geração renovável é simulado. O método do fluxo de potência continuado é adotado para obtenção de curvas PV e QV. Os resultados, baseados em 2000 amostras da SMC, mostram que o limite de estabilidade de tensão é altamente impactado pela variação da produção eólica, e a margem de carregamento é alargada ao considerar o aumento da velocidade média dos ventos. Adicionalmente, constatou-se que aerogeradores do tipo DFIG (gerador de indução duplamente alimentado) e FCWG (gerador de conversor completo) conduzem a uma ligeira melhoria das margens no sistema em comparação a geradores eólicos assíncronos.

2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O presente capítulo tratou inicialmente dos aspectos relacionados a estabilidade de tensão aplicada ao planejamento da expansão, e de forma ampla, buscou situar o papel desses estudos ao longo das fases que constituem a vida útil dos sistemas de transmissão. A caracterização e objetivos associados aos estudos vinculadas à estabilidade da tensão ao longo das fases de planejamento, construção e operação, são sumarizados na Tabela 2-1.

Tabela 2-1: Papel dos estudos de estabilidade de tensão (ET) para as fases da vida útil do sistema de transmissão.

Objetivo do estudo de ET	Papel da ET nas fases que compõe a vida útil do sistema de transmissão		
	Planejamento	Construção (projeto básico)	Operação
Definição das margens de estabilidade de tensão para o sistema, analisando a distância entre um ponto operativo ao ponto de colapso da tensão.	<p>Determinar a margem de estabilidade da tensão via análise estática (relação PV), indicando a necessidade de reforços ações para alcançar margem mínima.</p> <p>Determinar a sensibilidade da tensão em função da energia reativa (relação QV) em barras do sistema, verificando a necessidade de compensação.</p>	-	Determinar a margem de estabilidade da tensão via análise estática (relação PV), indicando as configurações operativas mais seguras em relação à tensão.
Identificação das barras críticas, sensíveis a estabilidade de tensão	Identificar por meio de análises estáticas, as barras sensíveis à instabilidade de tensão, apontando locais deficientes da rede e eficazes para controle de tensão.	-	Identificar por meio de análises estáticas, as barras sensíveis à instabilidade de tensão, apontando locais onde é mais eficaz instalações para controle de tensão.
Verificação das oscilações de tensão pós-distúrbios no sistema.	Avaliar se a(s) alternativa(s) são transitória e dinamicamente estáveis frente a distintos distúrbios da rede, com intuito de indicar medidas preventivas/corretivas.	Avaliar se a instalação da transmissão é transitória e dinamicamente estável, com intuito de subsidiar o dimensionamento do esquema de proteção e controle das instalações.	<p>Avaliar se o sistema se encontra transitória e dinamicamente estável, verificando a necessidade de medidas preventivas corretivas como ajuste e/ou inserção de esquemas de proteção.</p> <p>Cobrir possíveis situações não previstas no planejamento, de modo a evitar atuação de esquemas de emergência durante a operação.</p>

Na fase operativa assim como na etapa de consolidação do projeto básico (fase de construção), as diretrizes e critérios para os estudos voltados à segurança da tensão são propostos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), enquanto no campo do planejamento da expansão, os estudos elétricos são elaborados pela Empresa de Pesquisa

Energética (EPE). Embora os estudos dinâmicos tenham um papel significativo em cada uma das fases da vida útil do sistema de transmissão, os métodos estáticos são análises consolidadas nas fases de planejamento e operação do sistema de potência, trazendo informações importantes para subsidiar possíveis tomadas de decisão embasadas no desempenho do sistema. Entretanto, as análises para verificação das condições da estabilidade de tensão ocorrem usualmente sob a perspectiva de buscar avaliar deterministicamente as diferentes configurações da rede, seja estudando distintos pontos de operação, ou verificando o impacto de contingências no sistema de transmissão e geração. Se no horizonte de curto-prazo da operação o baixo nível de incertezas permite estudos com um maior grau de acurácia, sejam dinâmicos ou estáticos, no longo-prazo a avaliação estática da tensão é atualmente caracterizada como uma avaliação complementar aos típicos estudo elétricos em regime permanente, a fim de fornecer mais informações sobre a performance das alternativas para expansão.

Após situar o papel destes estudos, observou-se como a de estabilidade de tensão caracteriza-se como um dos principais aspectos determinantes da máxima capacidade de transferência de energia elétrica, e, portanto, constituindo uma avaliação de segurança importante para operação do sistema elétrico. Se por um lado as análises dinâmicas estejam associadas a grandes perturbações, as avaliações estáticas permitem investigar de forma prática a margem de segurança existente até o ponto de instabilidade.

Em específico durante o processo de planejamento da expansão, tais avaliações estáticas configuram como estudos primários de regime permanente, e podem fornecer impressões importantes sobre a flexibilidade da rede em relação ao crescimento esperado da demanda, apontar possíveis reforços, bem como indicar os melhores pontos do sistema para alocação de compensação reativa a fim de minimizar o futuro risco de colapso da tensão. Nesse contexto, associado ao comportamento estocástico dos elementos de transmissão e geração, é visto como alguns estudos probabilísticos já se preocupam em estimar o risco de instabilidade através de índices que buscam refletir as condições de estabilidade da tensão no sistema.

Os aspectos relacionados à transição energética, caracterizada principalmente pela proliferação da geração renovável não convencionais e evolução para uma rede elétrica híbrida composta por conexões e subsistemas síncronos e assíncronos, é responsável por levantar certas preocupações relacionadas à segurança do sistema, principalmente ao tratar-se do sistema elétrico brasileiro onde observa-se um exponencial crescimento na capacidade de geração por meio de fontes intermitentes. Nesse contexto, a necessidade de garantir um sistema adequadamente estável mediante aos desafios impostos pela transição energética, reforça a ideia

de observar já, nos estudos iniciais de longo-prazo, análises que possam fornecer impressões relacionadas à estabilidade da rede. A tendência de viabilizar soluções de expansão que sejam suficientes para comportar uma massiva conexão de fontes renováveis não convencionais, como eólica e solar, abre margem para a realização de avaliações que objetivam investigar o desempenho da estabilidade da tensão mediante as condições de máximo aproveitamento da capacidade renovável existente no sistema.

Se tipicamente os métodos para avaliação da confiabilidade de sistemas compostos consistem a uma ferramenta essencial e consolidada para o processo de tomada de decisões, as avaliações cronológicas vinculadas a representação do comportamento volátil das fontes renováveis não convencionais podem se tornar extremamente úteis, ao poderem associar aos estudos análises sobre o desempenho da estabilidade da tensão.

3 PROPOSTA METODOLÓGICA PARA ABORDAGEM DO ESTUDO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO NO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Com o objetivo de fazer frente às necessidades adicionais impostas pela utilização de fontes de energia não convencionais nos sistemas elétricos, especificamente na etapa de planejamento da expansão, o método baseado no conceito de fluxo de potência cronológico (FPC), proposto inicialmente em (MANSO, SALES, *et al.*, 2012), busca estimar o desperdício de energia renovável no sistema, e em função disso, identificar as soluções estruturais de planejamento para obtenção de uma rede mais robusta e flexível para o escoamento de energia de origem renovável não convencional.

De forma a corroborar com esses objetivos, neste capítulo são apresentadas propostas metodológicas baseadas no FPC e a sua extensão para comportar o estudo da estabilidade de tensão em regime permanente. Neste contexto, a abordagem probabilística busca estabelecer um levantamento estatístico dos valores de margem de estabilidade e da variação média da tensão nas barras do sistema, com intuito de verificar o impacto ocasionado pela condição de máximo despacho renovável, e de capturar os pontos mais sensíveis da rede do ponto de vista da tensão. Com base no método da simulação Sequencial de Monte Carlo e na consideração de distintas séries históricas para representação do comportamento horário da capacidade renovável, os estágios que compõem a avaliação do FPC são apresentados e discutidos. Ao considerar a avaliação das tensões nodais no regime permanente, a simulação considera a utilização de uma solução de um fluxo de potência não-linear (AC) e a utilização do método do fluxo de potência continuado para obtenção dos valores de margem.

3.1 FLUXO DE POTÊNCIA CRONOLÓGICO

O método para avaliação do FPC está amparado em um processo de simulação que visita diferentes estados operativos dos sistemas, constituídos por séries históricas, onde objetiva-se calcular o índice EWES (*Expected Wind Energy Spilled*), que representa o montante de energia renovável desperdiçado. Os principais circuitos de transmissão em que estão restringindo os fluxos na rede, e que são conseqüentemente responsáveis pelo desperdício de energia proveniente das fontes renováveis, são identificados durante a simulação (FLÁVIO, 2015). Esses circuitos representam os pontos mais atrativos para adição de reforços, tendo em

vista a obtenção de soluções de expansão para o estabelecimento de uma rede mais adaptada a intermitência/variabilidade das fontes renováveis não convencionais.

Se faz importante notar, que nas avaliações conduzidas neste trabalho é considerado apenas o desperdício de energia eólica. Com o objetivo de propor análises e comparações, posteriormente, a estimação do desperdício de geração hídrica também é avaliada em sistemas hidrotérmicos.

Conforme apresentado pela Figura 3-1, o algoritmo proposto na metodologia é composto por três estágios: o primeiro e segundo estágios são dedicados aos cálculos dos índices EWES, enquanto que o terceiro estágio é realizado com objetivo de fornecer estatísticas (probabilidade de violação, valor médio) relacionadas a possíveis sobrecargas de circuitos, resultantes da maximização do aproveitamento das fontes eólicas conectadas ao sistema (MANSO, SALES, *et al.*, 2012)(FLÁVIO , 2015). Os circuitos mais sujeitos a violação consistem nos principais trechos da rede para receberem reforços de transmissão, com objetivo de mitigar os índices EWES. De forma detalhada, cada estágio do método comporta as seguintes avaliações:

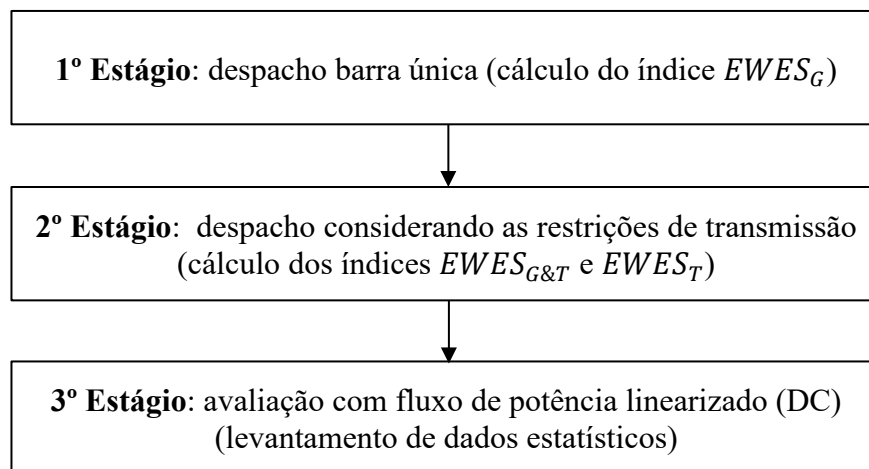


Figura 3-1: Estágios do fluxo de potência cronológico.

1º Estágio: um despacho com representação de barra única é realizado, onde todas as cargas e unidades de geração são agrupadas em uma única barra, de modo a avaliar a energia desperdiçada sem considerar as restrições do sistema de transmissão. O despacho dos geradores segue uma ordem de mérito definida de acordo com a estratégia do operador: Inicialmente, a base do despacho consiste em alocar uma quantidade de energia firme para um determinado grupo de geradores, a fim de garantir

condições seguras de operação da rede; posteriormente, o despacho segue a ordem de mérito associada ao custo de produção de cada unidade. Evidentemente, a geração eólica é despachada logo após a alocação de energia firme. Se a carga for suprida pela energia firme e uma determinada parcela da energia eólica disponível, o restante de energia eólica não utilizado é contabilizado como desperdício em função da geração ($EWES_G$).

2º Estágio: a avaliação através de um algoritmo de fluxo de potência ótimo (FPO) linear é realizada para obter o despacho dos geradores em função das restrições de transmissão. Deste modo, uma maior quantidade de energia eólica desperdiçada é obtida nesta etapa ($EWES_{G\&T}$). A diferença entre o desperdício de energia eólica, considerando as restrições da rede e considerando apenas o despacho barra única, fornece o desperdício eólico em função das restrições do sistema de transmissão ($EWES_T$).

3º Estágio: após a contabilização dos índices EWES, nesta etapa, um fluxo de potência linear é executado para um ponto de operação, considerando: o máximo despacho das fontes eólica (obtidos no despacho barra única do 1º estágio), e o despacho das não-eólicas (definido pelo FPO do 2º estágio). Objetiva-se com esta análise identificar os circuitos sobrecarregados que são responsáveis pelo desperdício de energia eólica encontrado no 2º estágio, quando medidas corretivas são adotadas para eliminar as sobrecargas da rede (ou seja, quando o despacho das unidades respeita as restrições de transmissão). Demais dados estatísticos associados a sobrecarga dos circuitos são obtidos.

3.1.1 Modelo de Perdas na Avaliação do Fluxo de Potência DC

Para incluir os efeitos das perdas de potência ativa das linhas de transmissão durante as análises do fluxo de potência DC no 3º estágio, o modelo de perdas descrito em (FLÁVIO, 2015) e (REZENDE, 2011) é utilizado. Busca-se com a representação das perdas de transmissão na avaliação DC reproduzir de modo mais aproximado possível o despacho de potência ativa estimado pela solução de um fluxo de potência não-linear.

No modelo, as perdas são estimadas com auxílio de um caso de fluxo de potência AC convergido. Para obter o caso base de um modelo DC, inicialmente é realizado um balanço entre carga e geração obtidos pelo modelo AC. Caso ocorra um excesso de geração, este é

distribuído de forma proporcional entre todas as barras como um montante de carga fictícia. Posteriormente, os ângulos de cada barra são obtidos através das soluções de um fluxo DC e as perdas ôhmicas de cada circuito do sistema são estimadas da seguinte forma:

$$\Delta P_{ij} = g_{ij} \times (\theta_{ij})^2 \quad (3-1)$$

onde a variável g_{ij} corresponde à condutância série, e θ_{ij} na diferença angular existente entre as barras i e j , respectivamente. Uma vez determinada as perdas de transmissão, elas são distribuídas como cargas conectadas às barras do sistema.

Esta forma simplificada e de baixo custo computacional para inclusão dos efeitos das perdas de transmissão no fluxo DC é baseado na metodologia apresentada por (MONTICELLI, 1983). Basicamente, as perdas são estimadas usando a abertura angular de uma determinada configuração, e posteriormente são apropriadamente alocadas nas barras i e j .

É importante notar que, as perdas são baseadas em uma estimativa do ponto de operação do caso base, o que torna este modelo recomendado para estudos onde o ponto operativo permanece próximo ao caso base. No entanto, sabe-se que as flutuações do perfil de carga e geração podem levar o sistema a um ponto de operação distante do caso base de referência. Considerando que os fluxos nas linhas variam com o nível de carga horária, as perdas de transmissão podem ser estimadas a partir do quadrado desta variação. Logo ao considerar um perfil de carga, em que esta é reduzida de um fator k , as perdas são reduzidas por um fator k^2 (FLÁVIO, 2015). Tal procedimento evita o uso de processos iterativos que aumentariam o esforço computacional.

3.2 FLUXO DE POTÊNCIA CRONOLÓGICO ESTENDIDO PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Para comportar uma avaliação da estabilidade de tensão em regime permanente, a metodologia para execução do FPC é estendida da seguinte forma: em substituição a avaliação linear, no 3º estágio um fluxo de potência não-linear (AC) é executado; por final, um 4º estágio é proposto para definição da margem de estabilidade de tensão do sistema partindo da condição de máximo despacho das fontes renováveis não convencionais. Obviamente, além de identificar os principais circuitos que estão responsáveis pelo desperdício de energia, a extensão no método permite verificar as condições da estabilidade de tensão em regime permanente relacionadas ao máximo despacho de energia eólica. Tendo em vista a obtenção de soluções de expansão para

estabelecimento de uma rede elétrica mais adaptada ao aproveitamento das fontes renováveis com capacidade intermitente, além de apontar as soluções estruturais para mitigar o desperdício de energia, por meio da simulação, torna-se possível averiguar se a configuração do sistema carece de reforços para preservar a estabilidade.

Ao estabelecer os valores relacionados às margens de estabilidade da tensão, o estudo justificou a necessidade de incorporar na simulação uma avaliação dos estados operativos visitados por meio de fluxo de potência AC, uma vez que, além do monitoramento dos níveis de tensão nodais, o problema do colapso da tensão está intrinsicamente relacionado às reservas de potência reativa do sistema. A Figura 3-2 identifica (em vermelho) a extensão nos estágios da metodologia para incluir as análises citadas. As novas avaliações propostas ao 3º e 4º estágio são detalhadas na sequência.

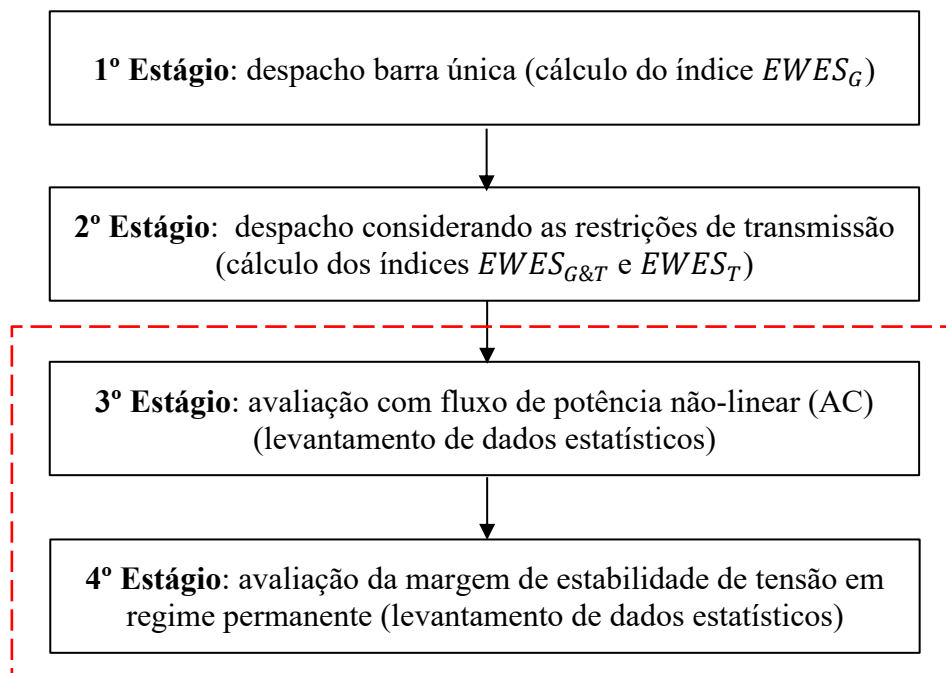


Figura 3-2: Estágios do fluxo de potência cronológico para avaliação da estabilidade de tensão.

3º Estágio: após contabilização dos índices EWES, nesta etapa um fluxo de potência AC é avaliado para um ponto de operação considerando: o máximo despacho das fontes eólica (obtidos no despacho barra única do 1º estágio), e o despacho das não-eólicas (definido pelo FPO do 2º estágio). Objetiva-se identificar os circuitos sobrecarregados que são responsáveis pelo desperdício de energia eólica encontrado no 2º estágio. Neste contexto, o resultado do FPO DC serve de entrada para o FP AC

na definição da solução de despacho encontrada pela avaliação linear. Embora existam diferenças de abordagens, esta solução de despacho aproximada é considerada adequada para as diferentes etapas de planejamento da expansão, visando soluções de longo prazo. Dados estatísticos relacionados às violações dos limites operacionais são obtidos, como sobrecarga dos circuitos e magnitude das tensões nodais.

4º Estágio: a partir do ponto de operação base convergido pela solução do fluxo de potência AC do 3º estágio, o método baseado no fluxo de potência continuado é executado para obtenção do ponto de máximo carregamento, o que permite a definição das margens de estabilidade de tensão do sistema. Dessa forma, objetiva-se nesta etapa obter informações de caráter probabilísticas (estatísticas) relacionadas ao comportamento da margem de estabilidade, bem como identificar as barras críticas mais suscetíveis a instabilidade de tensão durante o crescimento da carga, mediante a condição de máximo aproveitamento da capacidade eólica disponível no sistema.

3.2.1 Modelo para avaliação do Fluxo de Potência Ótimo

O modelo de FPO utilizado no 2º estágio do fluxo de potência cronológico é avaliado como um problema de programação linear, conforme equação (3-2) (FLÁVIO, 2015). Visto que um despacho barra única fora realizado no 1º estágio do fluxo de potência cronológico, o principal objetivo do FPO é a representação da rede de transmissão e monitoramento de seus limites operativos, priorizando o despacho das unidades renováveis.

$$\begin{array}{ll} \min. & w = \sum_{i=1}^{N_{gl}} C_i g_i + \sum_{j=1}^{N_d} C_j r_j \\ \text{s.a.} & \end{array} \quad (3-2)$$

$$g_{firme} + g + r + B\theta = d$$

$$|f| \leq f_{max}$$

$$0 \leq g \leq g_{max}$$

$$0 \leq r \leq d$$

onde:

N_{gl} : número de geradores livres (exceto os responsáveis pela energia firme);

C_i : custo de produção do gerador i ;

g_i : despacho do gerador i ;

N_d : número de barras de carga do sistema;

- C_j : custo pelo corte de carga na barra j ;
 r_j : corte de carga na barra j ;
 g_{firme} : vetor contendo o despacho de geração firme;
 g : vetor contendo o despacho dos geradores livres;
 r : vetor contendo os cortes de carga;
 B : matriz susceptância de barra;
 θ : vetor dos ângulos das tensões de barra;
 d : vetor de demanda por barra;
 f : vetor contendo os fluxos nas linhas de transmissão;
 f_{max} : vetor contendo os limites de capacidade de transmissão;
 g_{max} : vetor contendo os limites de geração das unidades.

Um conjunto de geradores responsáveis pela energia firme (base do despacho) não fazem parte da função objetivo, sendo representados no balanço de potência por g_{firme} . Como base, esses geradores possuem prioridade no despacho. A parcela da função objetivo referente ao despacho de potência ativa permite manter preferência pelo despacho das unidades renováveis, uma vez que estes geradores possuem custos de produção inferiores aos geradores térmicos.

O corte de carga é aplicado apenas quando não é possível eliminar a violação dos limites operativos por redespacho de potência ativa. Desse modo, o custo relacionado ao corte de carga é sempre maior que o custo do mais caro dos geradores (FLÁVIO, 2015).

3.2.2 Modelo para avaliação do Fluxo de Potência AC

A avaliação do fluxo de potência AC realizada no 3º estágio para um ponto de operação considerando o máximo despacho renovável é realizado via método de *Newton-Raphson*. Para uma determinada configuração da rede elétrica, a solução do fluxo de potência objetiva essencialmente determinar a distribuição dos fluxos nos circuitos e as tensões complexas nos barramentos do sistema, de forma a compor uma representação em regime permanente de operação da rede elétrica (MONTICELLI, 1983).

A formulação utilizada do problema no 3º estágio é tratada em coordenadas retangulares, de modo que as tensões complexas nas barras do sistema assumem a representação $E_i = e_i + jf_i$, onde e_i e f_i correspondem a parte real e imaginária da tensão complexa na barra

i , respectivamente (SALGADO, 2016) (DOS SANTOS, 2019). A partir destas definições as injeções de potência ativa e reativa em determinada barra i são estabelecidos pelas seguintes expressões:

$$P_i(e_i, f_i) = \sum_{k=1}^{nb} [e_i(G_{ik}e_k - B_{ik}f_k) + f_i(G_{ik}f_k + B_{ik}e_k)] \quad (3-3)$$

$$Q_i(e_i, f_i) = \sum_{k=1}^{nb} [f_i(G_{ik}e_k - B_{ik}f_k) + e_i(G_{ik}f_k + B_{ik}e_k)] \quad (3-4)$$

onde nb indica o número de barras do sistema; G_{ik} e B_{ik} correspondem ao elemento (i, k) da parte real e imaginária, respectivamente, da matriz admitância de barras do sistema.

A solução do problema do fluxo de potência é alcançada quando as componentes real e imaginária das tensões complexas são calculadas de forma que os balanços de potência ativa $\Delta P_i(e_i, f_i)$, potência reativa $\Delta Q_i(e_i, f_i)$, e tensão $\Delta V_i(e_i, f_i)$, sejam inferiores a uma tolerância especificada. Os balanços seguem as seguintes definições:

$$\Delta P_i(e_i, f_i) = P_i^{esp} - \sum_{k=1}^{nb} [e_i(G_{ik}e_k - B_{ik}f_k) + f_i(G_{ik}f_k + B_{ik}e_k)] \quad (3-5)$$

$$\Delta Q_i(e_i, f_i) = Q_i^{esp} - \sum_{k=1}^{nb} [f_i(G_{ik}e_k - B_{ik}f_k) + e_i(G_{ik}f_k + B_{ik}e_k)] \quad (3-6)$$

$$\Delta V_i(e_i, f_i) = V_i^{esp2} - (e_i^2 + f_i^2) \quad (3-7)$$

As grandezas indicadas pelo subscrito “*esp*” correspondem às injeções de potência ativa e magnitude de tensão especificadas para barras com tensão controlada (PV), e injeções de potência ativa e reativa especificados nos barramentos de carga (PQ). No barramento de folga (*slack*) selecionado como referência para completar o balanço total de potência do sistema, a magnitude das tensões é especificada.

Destaca-se que, durante a resolução do problema, para as barras do tipo PV uma verificação dos limites de geração de potência reativa é realizado durante o processo iterativo, de modo que se a geração de reativos de uma dada barra i encontra-se fora dos limites, a geração Q_{gi} é fixada no limite violado e a barra passa a ser do tipo PQ.

3.2.3 Avaliação da estabilidade de tensão em regime permanente

A avaliação em regime permanente da estabilidade de tensão proposta no 4º estágio é realizada através do método da continuação (fluxo de potência continuado), que objetiva determinar por meio de um processo iterativo o ponto crítico para o carregamento do sistema, fornecendo uma sequência de soluções para as equações não lineares da rede, desde um ponto de operação inicial até o ponto de colapso da tensão. A demanda do sistema é aumentada uniformemente numa razão pré-estabelecida da demanda base, mantendo o fator de potência constante. A margem de estabilidade de tensão definida nesta avaliação é interpretada como o maior aumento de carga permitido ao sistema, sem provocar o colapso da tensão.

A parametrização das equações convencionais para o fluxo de potência no sistema elétrico consiste na principal estratégia do método para estimar o máximo carregamento e obter uma aproximação do ponto crítico. Desse modo, o sistema de equações assume a seguinte forma:

$$g(x, \rho) = 0 \quad (3-8)$$

onde $g(x, \rho)$ consiste no vetor das equações não lineares expresso em função das componentes do vetor x , e do parâmetro de carga ρ (AJJARAPU, LAU e BATTULA, 1994).

Objetivando estimar o carregamento máximo do sistema, a demanda de potência nas barras de carga é parametrizada pelo fator ρ da seguinte forma:

$$\begin{aligned} P_d &= P_{d0} + \rho \Delta P_d \\ Q_d &= Q_{d0} + \rho \Delta Q_d \end{aligned} \quad (3-9)$$

Sendo: P_{d0} e Q_{d0} os vetores contento a carga de potência ativa e reativa do caso base para cada barra do sistema; ΔP_d e ΔQ_d são os vetores com as variações da carga de potência ativa e reativa, respectivamente, e ρ consiste no valor escalar associado ao parâmetro de carga. Formulando o problema em coordenadas retangulares, a equação (3-9) permite descrever as equações do fluxo de potência da forma parametrizada, conforme:

$$\begin{aligned} P_g - (P_{d0} + \rho \Delta P_d) - P(e, f) &= 0 \\ Q_g - (Q_{d0} + \rho \Delta Q_d) - Q(e, f) &= 0 \end{aligned} \quad (3-10)$$

Onde P_g e Q_g consistem nos vetores com a geração de potência ativa e reativa, respectivamente; $P(e, f)$ e $Q(e, f)$ denota nos vetores com as injeções de potência ativa e reativa nas barras da rede.

Partindo da premissa de utilizar o sistema de equações parametrizadas, o método da continuação emprega um esquema preditor-corretor para alcançar a solução de máximo carregamento de forma automática. A aplicação desta técnica é sumarizada, de forma breve, no seguinte procedimento:

- Determinar uma predição linear da nova solução para um especificado valor do parâmetro de carga. Esta predição é baseada na linearização das equações parametrizadas do fluxo de potência. Desse modo, como a predição é baseada em uma aproximação linear, estas equações não são satisfeitas no ponto predito;
- Obtém-se uma solução extra (ou corrigida) para o conjunto de equações não-lineares parametrizadas, através da resolução de um fluxo de potência via método *Newton-Raphson*.

3.2.3.1 Esquema preditor-corretor para alcançar o ponto de máximo carregamento.

O processo de predição-correção descrito é ilustrado na Figura 3-3. A partir de uma solução inicial conhecida (X_0), o preditor é utilizado para estimar a próxima solução considerando um incremento de carga pré-estabelecido (X_p). O vetor tangente de predição (t), determinado em X_0 , é utilizado como base para estimar a solução predita considerando um valor de passo (α) previamente estabelecido, conforme:

$$X_p = X_0 + \alpha t \quad (3-11)$$

O vetor tangente de predição definido como $t = \begin{bmatrix} \Delta x_p \\ \Delta \rho_p \end{bmatrix}$ é obtido resolvendo o sistema de equações lineares (3-12), e fornece uma estimativa dos incrementos preditos para as variáveis x e ρ , para os quais as equações parametrizadas do fluxo de potência são satisfeitas segundo a aproximação linear. No mesmo sistema identificado abaixo, $\left[\frac{\partial g(x, \rho)}{\partial x} \right]$ é a matriz Jacobiana do fluxo de potência convencional, e $\left[\frac{\partial g(x, \rho)}{\partial \rho} \right]$ corresponde ao vetor das derivadas parciais das equações do fluxo de potência em relação ao parâmetro ρ ; o vetor u é um vetor linha adequadamente dimensionado com todos os elementos iguais a zero, exceto com um valor unitário correspondente a variável da continuação. O índice ± 1 é especificado de acordo com o incremento desejado para variável da continuação, sendo usualmente estabelecido como um valor unitário positivo (AJJARAPU, LAU e BATTULA, 1994).

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial g(x, \rho)}{\partial x} & \frac{\partial g(x, \rho)}{\partial \rho} \\ u & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_P \\ \Delta \rho_P \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (3-12)$$

A partir do ponto predito estabelecido, o passo corretor determina uma solução exata (X_C) utilizando o método de solução do fluxo de potência (via método *Newton-Raphson*) para o sistema sob as novas condições de carga. No âmbito do processo iterativo ilustrado pela Figura 3-3, essa sequência de soluções conduz ao ponto crítico de carregamento do sistema, também usualmente denominado de ponto de bifurcação *sela-nó* (FERNANDES, 2006) (SALGADO, 2019).

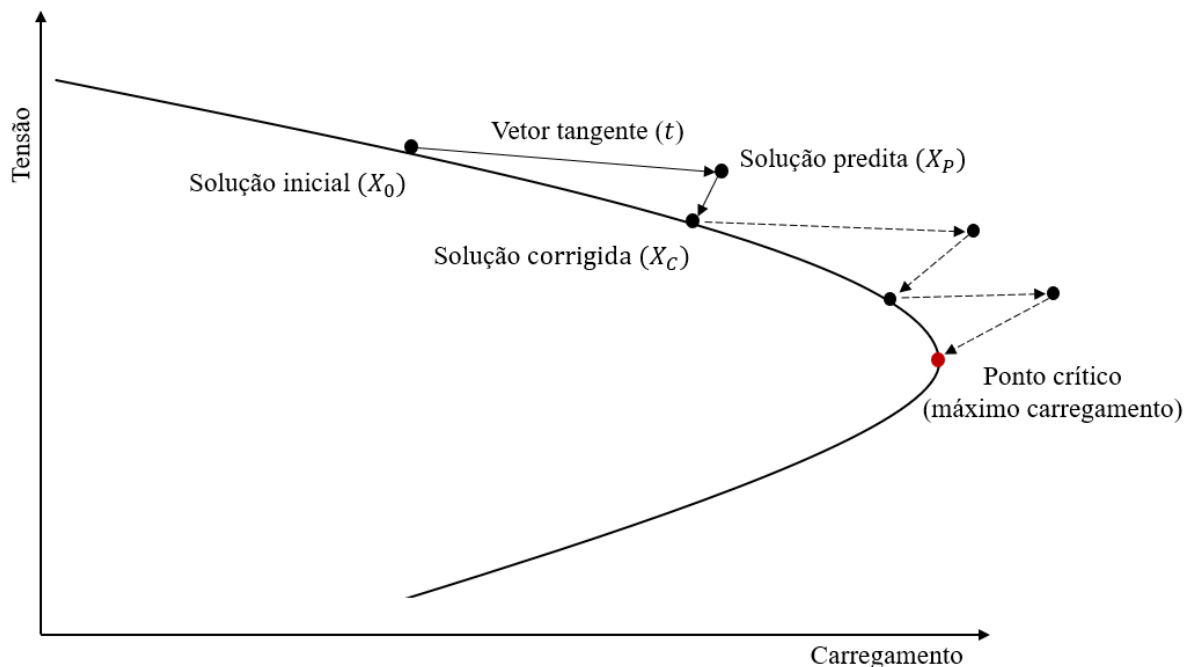


Figura 3-3: Esquema preditor-corretor

A especificação de um valor de passo α na etapa de predição está relacionado com o esforço computacional esperado durante a simulação, sendo um problema inerente a aplicabilidade do método da continuação. Se por um lado a definição de valores de passo muito pequenos requerem um maior tempo de cálculo, valores muito grandes podem dificultar o alcance do ponto crítico e comprometer a convergência do processo iterativo. À medida que o número de interações aumenta o sistema se torna mais estressado aproximando-se do ponto de carregamento máximo, de modo que a redução do fator de passo preditor durante o processo iterativo é uma solução empregada por algumas simulações (ALVES, DA SILVA, *et al.*, 2000). Nesse contexto, tendo em vista um melhor desempenho computacional frente a grande quantidade de estados que se espera avaliar com o esquema preditor-corretor, durante as

avaliações realizadas o tamanho inicial do passo α foi definido com base no patamar de carga do sistema selecionado para o estado i , da seguinte forma:

$$\begin{aligned} Pd_i < 0.50, & \quad \alpha = 3.5; \\ 0.50 \leq Pd_i < 0.75, & \quad \alpha = 2.5; \\ Pd_i \geq 0.75, & \quad \alpha = 1.5. \end{aligned} \quad (3-13)$$

Adicionalmente para corroborar com a convergência do método, durante o processo iterativo da simulação, quando um carregamento superior a 25% é atingido, uma redução de 10% no tamanho do passo α é realizada para cada interação subsequente até o processo alcançar gradualmente o ponto crítico. Tendo em vista que os valores da margem de estabilidade são sensíveis às oscilações da carga, a sensibilidade com os sistemas avaliados e impressões iniciais com alguns estados de simulação (i.e., avaliação para patamares de carga pesada, média, leve) serviram como base para observar e implementar os critérios de redução do passo de predição α descrito.

3.2.3.2 Fator de participação dos geradores frente ao crescimento da carga

A definição dos geradores responsáveis pelo aumento de carga possui influência significativa na definição da margem de estabilidade da tensão. Tendo em vista a avaliação dos estados com período horário, o redespacho dos geradores que de fato irá ocorrer na operação em tempo real é muito difícil de ser previsto com exatidão nos estudos de planejamento (VILELA, 2014), sendo necessário assumir algumas hipóteses frente essa incerteza.

Os critérios e requisitos para estudos elétricos indicados no Módulo 2 dos Procedimento de Rede do ONS (ONS, 2021), apontam como premissa para avaliação estática da segurança de tensão, que o redespacho necessário para fazer frente ao incremento da carga deve ser escolhido para grupos de geradores que provoquem carregamento mais crítico ao sistema em estudo. Já os critérios para o estudo da segurança de tensão de (CCPE, 2002), implicam que para uma avaliação inicial de planejamento, a responsabilidade pelo aumento da geração deve ser distribuída com rateio proporcional à potência instalada por todos os geradores da área que contribuem de forma significativa para o esgotamento da transmissão da região em análise.

Tendo em vista que o incremento da demanda nas barras com carga engloba todas as áreas dos sistemas considerados ao estudo, com exceção das unidades renováveis que já se encontram na condição de máximo aproveitamento (i.e., eólicas) durante as avaliações do 4º

estágio, o aumento no despacho de potência ativa para fazer frente ao crescimento da carga é distribuído de forma proporcional entre todas as demais unidades geradoras do sistema. Ao não assumir esta condição, o balanço carga-geração estaria restringido à barra de referência (*slack*).

3.2.3.3 *Variação da tensão nas barras do sistema*

A diferença entre a tensão inicial (V_i^o) e a tensão no ponto crítico (V_i^c) permite verificar para a barra i a variação total de tensão resultante do aumento da carga no sistema, conforme equação (3-14). As barras com maior variação são interpretadas como os pontos do sistema mais sensíveis à variação da tensão durante o crescimento da demanda.

$$\Delta V_i = V_i^o - V_i^c \quad (3-14)$$

3.2.3.4 *Critério de parada*

No ponto extremo da curva, um autovalor da matriz Jacobiana obtida através da resolução do fluxo de potência se torna igual a zero, caracterizando esta matriz como singular. Logo, para pontos de operação próximos ao ponto crítico a matriz Jacobiana (J) se torna numericamente mal condicionada (CAÑIZARES e ALVARADO, 1993). Nesse contexto, alguns indicadores de proximidade do ponto crítico de estabilidade de tensão são utilizados como critério de parada para delimitar a convergência do processo e estimar o ponto de colapso da tensão. Conforme o carregamento do sistema se aproxima do ponto crítico, a matriz Jacobiana do sistema tende a singularidade, de modo que o mínimo valor singular tende à zero. Ao obter um mínimo valor singular igual à zero, a matriz é singular e a solução do fluxo de potência não pode ser obtida.

Nesse contexto, para definição da margem de estabilidade durante as avaliações realizadas no 4º estágio, o mínimo valor singular da matriz J pode ser utilizado como critério de parada do método continuado (LEMOS, 1994) (SALGADO, 2019). A Decomposição em Valores Singulares (SVD) é aplicada para monitoramento do indicador durante o processo de simulação. Visando alcançar uma aproximação razoável do ponto crítico, permitindo a convergência do método e uma estimativa do valor da margem de carregamento para um elevado número de estados, como critério de parada uma tolerância é pré-especificada como limite para o mínimo valor singular monitorado.

Com intuito de ilustrar este critério como indicador de que a sequência das soluções obtidas pelo método da continuação alcançou o ponto razoavelmente próximo da demanda crítica, o Apêndice A apresenta o comportamento do mínimo valor singular da matriz J durante a avaliação dos principais casos estudados.

3.2.3.5 Algoritmo de simulação do esquema preditor – corretor

Para um dado estado selecionado para avaliação, o procedimento utilizado para execução do método da continuação empregado no 4º estágio pode ser sumarizado pelo seguinte algoritmo:

1. Definição do valor para o incremento da carga;
2. Solução das equações parametrizadas para o fluxo de potência no caso base $X_0(\rho = 0)$;
3. Definição do passo preditor inicial α em função do valor da carga do estado h , conforme o intervalo de equações (3-13);
4. Determinação do vetor tangente t a partir da solução do sistema linear da equação (3-12);
5. Verificação do critério de parada para definição do ponto crítico. Se o mínimo valor singular da matriz J é inferior ao limite pré-especificado, encerrar o processo iterativo computando o valor da margem de carregamento. Caso contrário, prosseguir ao próximo passo;
6. Determinação da solução predita (X_p) conforme equação (3-11). Se o carregamento do sistema se encontra superior à 25% da carga do caso base, reduzir o tamanho do passo α em 10%;
7. Determinação da solução corrigida (X_C) utilizando o método de solução do fluxo de potência não-linear (método *Newton-Raphson*). Retornar ao passo 4.

3.3 SIMULAÇÃO

A utilização de séries históricas permite um tratamento discreto dos dados, de modo que as variáveis aleatórias de interesse podem ser calculadas ao longo da simulação através de uma amostragem do espaço de estados. Desse modo, a utilização de séries temporais para representação da variabilidade horária da carga e geração renovável não convencional está amparada na premissa que este comportamento verificado no passado se repetirá no futuro, e serve como base para interpretação segura dos resultados para estudos de planejamento da expansão.

Nesse contexto, a simulação Sequencial de Monte Carlo (SMC-Seq) é utilizada com intuito de representar o comportamento cronológico relacionado à variação da demanda e da capacidade de geração renovável. Uma das vantagens deste método é que a correlação espacial e temporal para as unidades eólicas e hídricas instaladas em locais diferentes são contidas implicitamente nas séries históricas utilizadas, e são naturalmente levadas em conta à medida que a simulação sequencial avança no tempo. Adicionalmente, essa abordagem torna-se mais indicada quando um conjunto maior de dados é utilizado, onde além de modelar qualquer característica cronológica relacionada ao consumo ou produção de energia elétrica, existe a possibilidade de inserir informações sobre as incertezas dos dados.

A execução dos estágios do FPC considerando o método de simulação baseado na SMC-Seq são apresentados por meio do fluxograma da Figura 3-4. Esta ilustração objetiva situar os estágios da metodologia proposta tendo como escopo a SMC-Seq. As análises inerentes aos 4 estágios do FPC estão associadas a cada uma das etapas do processo de simulação da simulação de Monte Carlo (i.e., seleção do estado, avaliação do estado, e estimação de índices). No entendimento geral, as três etapas que constituem o processo de simulação de Monte Carlo são repetidas até que a estimação dos índices alcance a exatidão desejada.

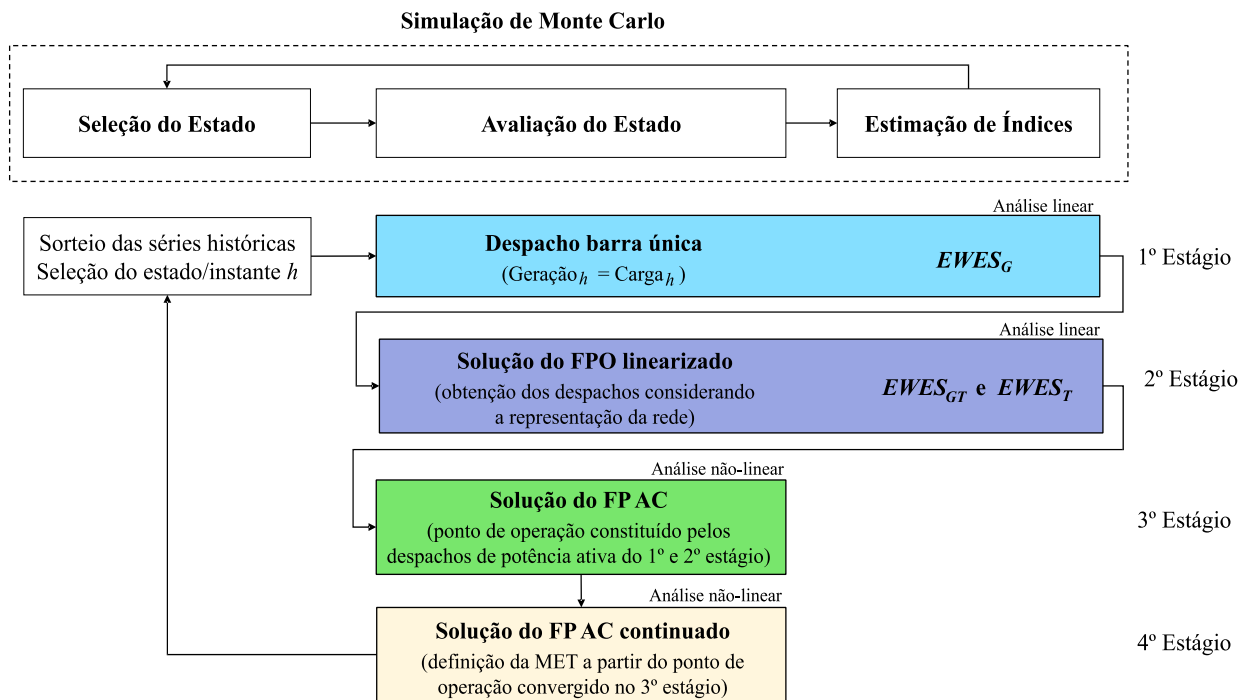


Figura 3-4: Etapas da simulação de Monte Carlo associadas com os estágios do FPC.

Durante a execução da solução não-linear no 3º estágio, assumiu-se como hipótese durante o processo, que um estado selecionado para análise não está relacionado ao anterior do ponto de vista da tensão. Desse modo, para todo estado selecionado para análise do fluxo de potência AC no 3º estágio, o ponto de operação é inicializado considerando tensões nodais pré-estabelecidas, as quais respeitam uma faixa adequada de limites operativos (0.90 – 1.05 pu). A difícil estimativa do ponto de operação horário do sistema durante as avaliações voltadas ao planejamento no longo prazo justifica o uso desta abordagem aproximada. De modo a obter uma impressão conservadora para estimativa da margem da estabilidade de tensão, visando o horizonte de planejamento de longo prazo, ao alcançar o 4º estágio, a atuação dos *taps* dos transformadores e o chaveamento de bancos capacitivos manobráveis são ações desconsideradas durante a solução do método continuado, sendo reservadas para análises da operação. No âmbito geral, as avaliações em regime permanente conduzidas via fluxo de potência AC consideram as cargas do sistema representadas com potência 100% constante para a parte ativa e reativa.

Para SMC-Seq os índices de desperdício de energia renovável são estimados por meio de amostras anuais, conforme a equação (3-15). Sendo $WES_{y,h}$ o desperdício de energia eólica estimado de forma discreta na hora h do ano amostrado y , e N_y corresponde ao número de amostras anuais já alcançados.

$$EWES = \frac{1}{N_y} \sum_{y=1}^{N_y} \sum_{h=1}^{N_h} WES_{y,h} \quad (3-15)$$

A convergência da simulação é monitorada pelo coeficiente de variação β das estimativas dos índices de desperdício avaliados, conforme equação (3-16). $Var[H(x)]$ corresponde à variância da função teste, e $\tilde{E}[H(x)]$ na estimativa de um dado índice.

$$\beta = \frac{\sqrt{Var[H(x)]/N_y}}{\tilde{E}[H(x)]} \times 100\% \quad (3-16)$$

Os passos que constituem os estágios do algoritmo da SMC-Seq para avaliação do FPC estendido para comportar a avaliação da estabilidade de tensão em regime permanente, são apresentados no formato de fluxograma pela Figura 3-5, e descritos a seguir:

1. Definir a tolerância para o coeficiente de variação (β) e o número máximo de anos simulados (N_y^{max}). Inicializar as amostras anuais $N_y = 0$;
2. Sortear um ano para definição das séries históricas da geração eólica e hidráulica. Fazer $N_y = N_y + 1$, e inicializar o contador de horas ($h = 0$);
3. Fazer $h = h + 1$ e atualizar o valor da carga e o nível da capacidade de geração renovável de acordo com o estado/instante h ;

Primeiro Estágio:

4. Resolver o problema do despacho barra única. As unidades são despachadas seguindo uma ordem de mérito baseada: (i) nas unidades que compõem o montante de energia firme (fontes convencionais renováveis e não renováveis) utilizando como base do despacho; e (ii) no custo médio de produção das demais unidades;
5. Caso se verifique ao menos uma central eólica com produção abaixo da sua capacidade momentânea, acumular o montante de energia não utilizado para calcular o índice $EWES_G$;

Segundo Estágio:

6. Partindo do ponto de operação definido em (4), executar o FPO linearizado com intuito de incluir as restrições da rede ao despacho barra única. Os custos associados ao corte de carga são maiores que o da geração convencional, que por sua vez são maiores que os da geração convencional renovável (hídrica) e não convencional renovável (eólica);

7. Avaliar a diferença entre a capacidade de produção eólica momentânea e o montante de geração eólica estabelecido para o despacho com as restrições de transmissão (obtidos pela solução do FPO). Se não houver diferença, seguir para o passo (11). Caso haja diferença, atualizar os índices $EWES_{GT}$ e $EWES_T$;

Terceiro Estágio:

8. Estabelecer um novo ponto de operação que mantenha o despacho da geração eólica para o problema barra única (Primeiro Estágio), e que adote para os geradores não-eólicos o despacho baseado naquele estabelecido considerando as restrições de transmissão (Segundo Estágio). Tendo em vista a posterior avaliação não-linear da rede com o modelo AC, o ponto de operação definido considera tensões nodais pré-estabelecidas para as barras do sistema, e apenas o despacho de potência ativa dos geradores envolvidos. As incertezas e relacionadas a difícil estimativa do comportamento horário do ponto de operação do sistema no horizonte futuro de longo prazo justificam a necessidade dessa simplificação durante o estudo de planejamento;
9. Para o ponto de operação definido, executar um fluxo de potência AC e contabilizar os fluxos de potência aparente e as violações nas capacidades dos circuitos, bem como a magnitude e violação das tensões nodais. Esta avaliação permitirá o levantamento de dados estatísticos referentes aos fluxos nos circuitos e tensões das barras (probabilidade de violação, violação média, função densidade de probabilidade) obtidas para a condição de máximo aproveitamento das fontes renováveis (i.e., despacho barra única);

Quarto Estágio:

10. De modo a evitar a avaliação do método continuado para estados iguais ou muito semelhantes ao verificado anteriormente, se a diferença entre o patamar de carga do estado anterior avaliado para o atual for menor que 3%, seguir para passo (11). Do contrário, seguir para o passo (12);
11. Partindo do ponto de operação estabelecido (Terceiro Estágio), prosseguir com uma avaliação da estabilidade de tensão em regime permanente através do método do fluxo de potência continuado, com intuito de alcançar o ponto de máximo carregamento do sistema e determinar a margem de estabilidade de tensão do sistema para a condição de máximo aproveitamento das fontes renováveis. Esta avaliação permitirá obter dados estatísticos da margem do sistema, e da variação da tensão nodal em função do crescimento da carga (i.e., para levantamento da função densidade de probabilidade);

12. Se $h = 8760$, atualizar os índices $EWES_G$, $EWES_{GT}$ e $EWES_T$, os coeficientes de incertezas associadas a cada índices, e as estatísticas relativas aos fluxos e violações nos circuitos, tensões nodais e suas violações. Se $h < 8760$, voltar ao passo (3);
13. Se as incertezas relativas aos índices $EWES_G$, $EWES_{GT}$ e $EWES_T$ forem menores que o critério de tolerância especificado β , ou se o número de anos simulados for igual ao valor máximo definido, encerrar a simulação e computar as estatísticas associadas as variáveis monitoradas: violações de transmissão, margem de estabilidade da tensão do sistema, e variação da tensão nodal (valor médio, máximo, mínimo, e função densidade de probabilidade, etc.). Caso contrário, retornar ao passo (2).

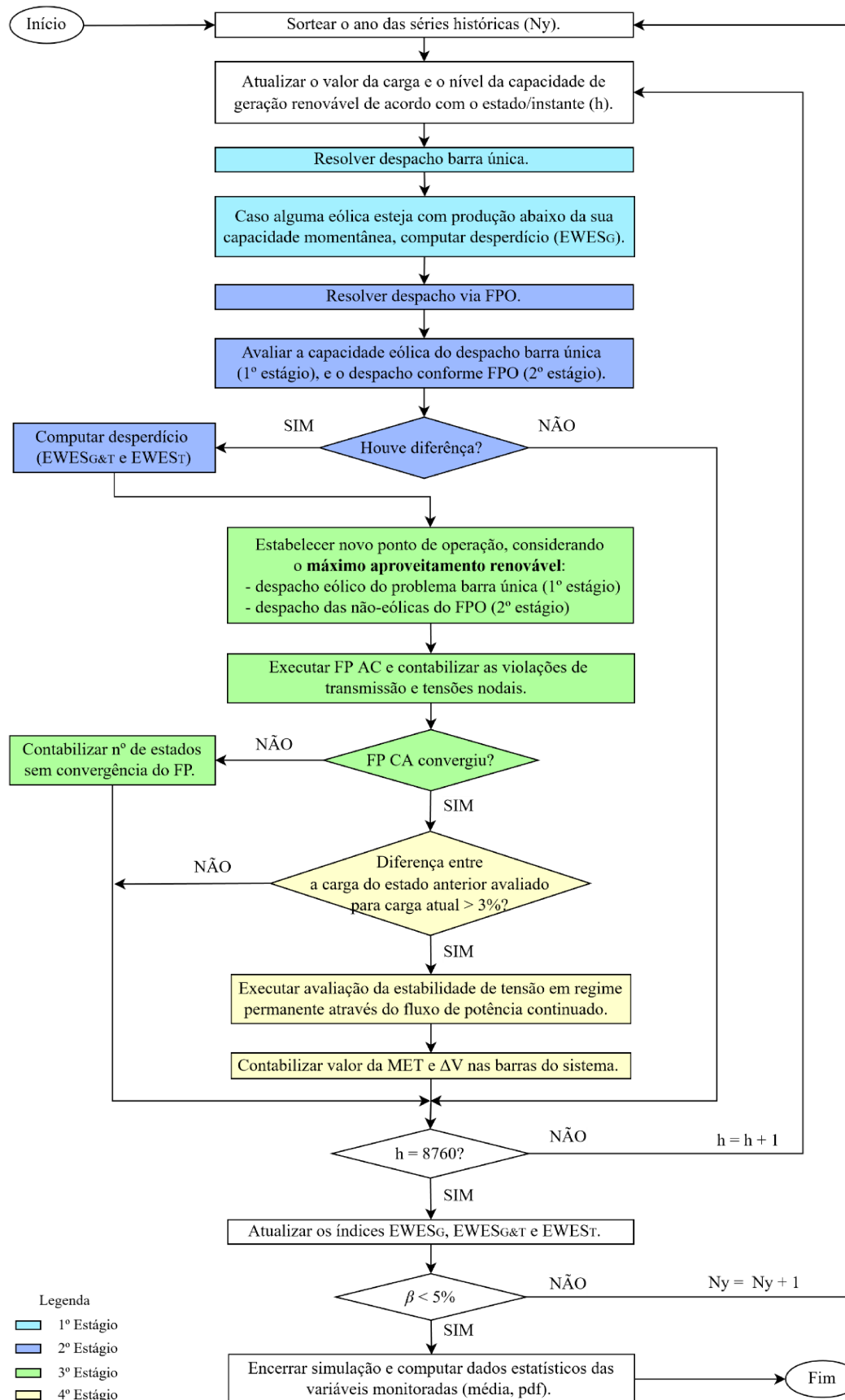


Figura 3-5: Fluxograma do processo de simulação, identificando os estágios do FPC.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A extensão no algoritmo de simulação do fluxo de potência cronológico para gerar impressões relacionadas a margem de estabilidade da tensão se dá essencialmente no 3º estágio através da análise via fluxo de potência AC, e posteriormente na proposição de um 4º estágio, onde a análise estática da tensão permite computar dados estatísticos relacionados ao valor de margem que o sistema é capaz de suprir.

Pelo fato de o valor estimado para a margem de estabilidade de tensão ser sensível aos valores da carga do sistema (determinada por meio de uma curva horária), a condição de 3% para o degrau de carga (10º passo do algoritmo da simulação) foi definida com objetivo de descartar a avaliação do fluxo de potência continuado para estados com pontos operativos muito similares e/ou iguais (da perspectiva da carga) ao avaliado na iteração anterior, para os quais os valores da margem de estabilidade não apresentam mudanças significativas. Evita-se com isso, a execução de vários cálculos iterativos inerentes ao método da continuação, promovendo um melhor desempenho no tempo da simulação, sem afetar a estimação dos índices de desperdício uma vez que estes são estimados nos estágios anteriores. Como a execução do método continuado consiste em uma das etapas com maior exigência de tempo computacional, a execução da avaliação estática da tensão para estados onde é verificado um degrau de carga com diferença superior à 3% foi definida após uma verificação e sensibilidade inicial dos resultados iniciais de margem obtidos pelo programa.

4 DISCUSSÕES E RESULTADOS ALCANÇADOS

A discussão inicial acerca dos resultados alcançados é tratada com o objetivo de validar o algoritmo desenvolvido para avaliação do fluxo de potência cronológico por meio da SMC-Seq. O desempenho do algoritmo convencional baseado em uma avaliação com o fluxo de potência linear (DC) é validado e comparado à abordagem que faz uso do fluxo de potência não-linear (AC). Posteriormente, para o algoritmo proposto, e considerando as avaliações modificadas no 3º e 4º estágio desta nova proposta metodológica, os resultados relacionados a análise da estabilidade de tensão (considerando sistemas hidrotérmicos e sistemas com elevada participação da geração eólica) derivados da configuração teste IEEE-RTS 96 (IEEE, 1999) são avaliados e discutidos, à luz do impacto das fontes intermitentes. O algoritmo desenvolvido foi implementado em ambiente MATLAB e simulado em um processador Intel core i7 (1.80 GHz) com 8.0 GB de memória RAM.

4.1 DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS UTILIZADOS

Os resultados apresentados nesta e nas próximas seções são provenientes das avaliações realizadas considerando o sistema teste RTS96, MRTS96, RTS96REN e MRTS96REN, descritos a seguir. Estas configurações resultam de versões modificadas, em termos de capacidade e demanda, do sistema teste IEEE RTS96 (*IEEE Reliability Test System 1996*) apresentado pelo diagrama unifilar da Figura 4-1. A curva de carga horária original (IEEE, 1999) ilustrada pelo gráfico da Figura 4-2 foi utilizada em todas as simulações.

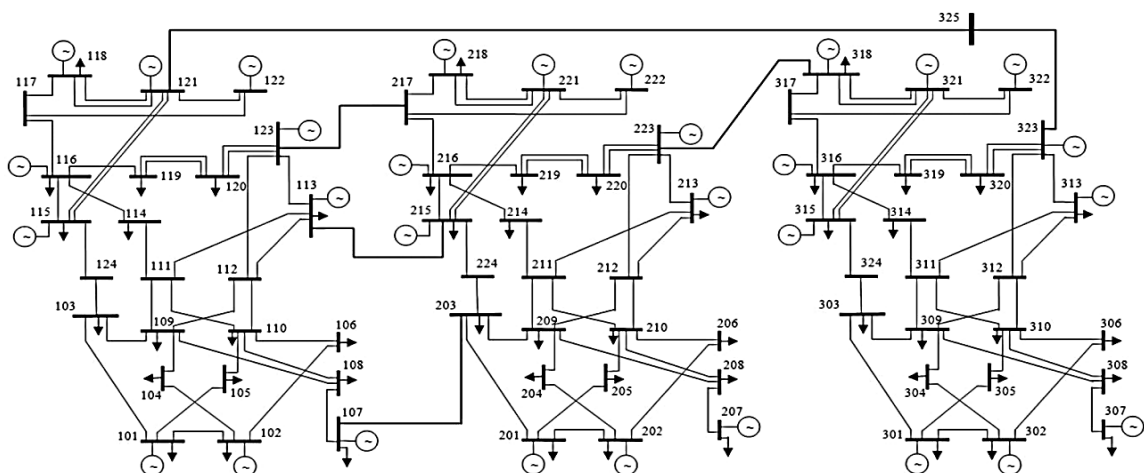


Figura 4-1: Diagrama do sistema de transmissão – IEEE RTS96

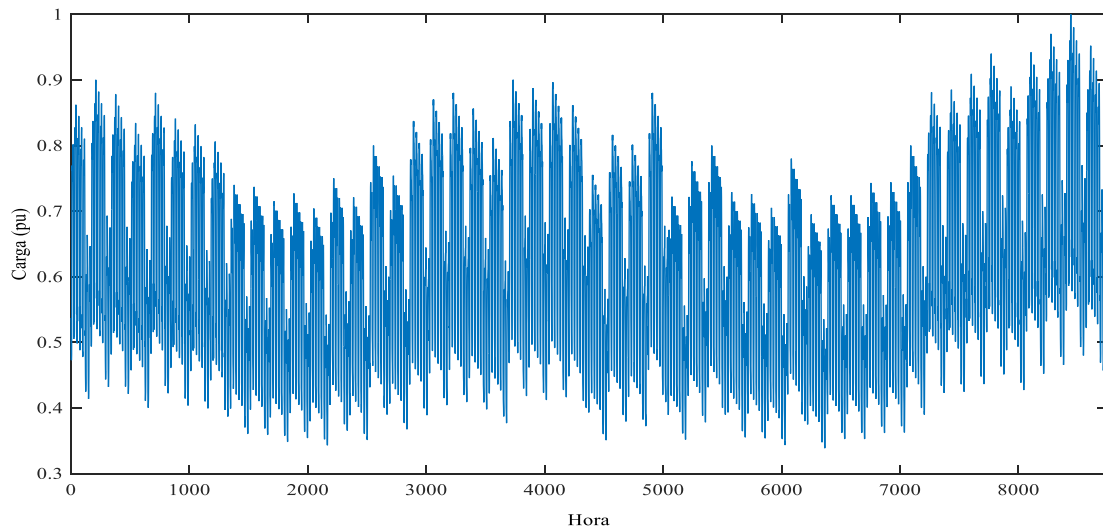


Figura 4-2: Curva de carga horária anual – IEEE RTS96.

4.1.1 Sistema hidrotérmico RTS96

O sistema hidrotérmico IEEE RTS96, derivado da *Task Force* IEEE (IEEE, 1999) consiste no sistema base para as simulações, testes e estudos realizados nesta dissertação. Em (MATOS, PEÇAS LOPES, *et al.*, 2009) foi proposta uma alteração da versão do sistema IEEE RTS96 original, onde se utilizou um conjunto de séries hidrológicas obtidas de sistema reais para representar a variabilidade da capacidade da produção de cada usina hidrelétrica do sistema original, as quais descrevem a média mensal dos volumes armazenados em cada reservatório. O sistema possui uma capacidade de geração e pico de carga de 10215 MW e 8550 MW, respectivamente. A capacidade instalada em fontes hidráulicas é de 900 MW. Nesta versão, designada por RTS96 não houve alteração de características elétricas, apenas as flutuações energéticas.

Previamente determinados, um conjunto de unidades geradoras térmicas responsáveis pela energia firme do sistema foram selecionadas para formarem a base do despacho, conforme Tabela 4-1. Para o presente estudo, estas informações consistem como um dado de entrada. Uma análise de sensibilidade ou estudo antecipado deve ser realizado pelo planejador para determinar este montante.

Tabela 4-1: Unidades geradoras térmicas responsáveis pela base do despacho – RTS96.

Barra de conexão	Gerador	Potência (MW)
107	1	100
207	1	100
307	1	100

4.1.2 Sistema hidrotérmico MRTS96

Com objetivo de estressar a rede de transmissão, o sistema MRTS96 (*Modified Reliability Test System 1996*) resulta de modificações realizadas no RTS96 com variabilidade, onde a capacidade de geração e carga são duplicadas em cada barra do sistema, resultando em uma nova capacidade instalada e pico de carga de 20400 MW e 17100 MW, respectivamente. A capacidade de geração das fontes hidráulicas alcança 1800 MW.

Ao considerar o dobro da capacidade de geração, a capacidade do conjunto de unidades térmicas responsáveis pela energia firme (base do despacho) também foi duplicada, conforme apresentado pela Tabela 4-2.

Tabela 4-2: Unidades geradoras térmicas responsáveis pela base do despacho – MRTS96.

Barra de conexão	Gerador	Potência (MW)
107	1	200
207	1	200
307	1	200

4.1.3 Sistema RTS96REN

Inicialmente estabelecido em (FLÁVIO, MANSO, *et al.*, 2011), o sistema teste RTS96REN consiste em uma versão modificada do sistema IEEE RTS 96 original onde algumas unidades de geração térmica foram substituídas por unidades de geração hidráulicas e eólicas, resultando em um sistema com elevada participação de fontes renováveis convencionais e não convencionais. Para composição desta configuração, a rede de transmissão não sofreu alterações.

Para a configuração original, a geração renovável possuía uma capacidade instalada de 900 MW de fontes hidroelétricas, o que corresponde a 9% da capacidade total instalada (10215 MW). Com o objetivo de obter uma nova configuração com elevada penetração da geração renovável, 3150 MW de fontes térmicas convencionais (31% da capacidade instalada), foram selecionadas e substituídas por fontes eólicas e hidráulicas.

A Tabela 4-3 apresenta a relação entre a capacidade das térmicas substituídas por capacidade renovável, identificando o número de unidades que foram consideradas para composição do sistema RTS96REN. Desse modo, a capacidade instalada do sistema RTS96REN passou para 13996 MW, o que representa um aumento de 37% em relação ao

RTS96. Entretanto, considerando o regime médio de produção das fontes eólicas, o sistema atinge a mesma capacidade de produção (FLÁVIO, MANSO, *et al.*, 2011) (FLÁVIO, 2015).

Tabela 4-3: Fontes térmicas substituídas por novas eólicas e hidráulicas.

Barra	RTS96			Tipo de fonte	RTS96REN		
	Unidades	Capacidade (MW)			Unidades	Capacidade (MW)	
		Por unidade	Total			Por unidade	Total
101	2	76	152	Eólica	319	2.5	797.5
102	2	76	152	Hidráulica	2	84	168
113	3	197	591	Hidráulica	3	212	636
115	1	155	155	Eólica	325	2.5	812.5
201	2	76	152	Eólica	181	2.5	452.5
202	2	76	152	Hidráulica	2	80	160
213	3	197	591	Hidráulica	3	253	759
215	1	155	155	Eólica	184	2.5	460
301	2	76	152	Eólica	285	2.5	712.5
302	2	76	152	Hidráulica	2	96	192
313	3	197	591	Hidráulica	3	352	1056
315	1	155	155	Eólica	290	2.5	725
Total	-		3150		-		6931

Fonte: Adaptado de (FLÁVIO, 2015)

Importante ressaltar que para os novos geradores eólicos integrados ao sistema, o limite inferior e superior para capacidade de geração de potência reativa foram definidos com base nos critérios especificados pelo Procedimento de Rede (ONS, 2021) para conexão de centrais eólicas e fotovoltaicas ao sistema de transmissão, que delimitam a geração/absorção de potência reativa, em regime permanente, pela faixa $Q/P_{max} = \pm 0.329$. Desse modo, ao considerar unidades eólicas com uma potência nominal de 2.5 MW, essas passaram a ter um limite para potência reativa de ± 0.80 MVar.

Da mesma forma que foi estabelecido anteriormente para o RTS96, o mesmo conjunto de unidades geradoras térmicas responsáveis pela energia firme do sistema foi selecionado para formarem a base do despacho, conforme apresentado pela Tabela 4-1.

As séries históricas temporais utilizadas para representar a variabilidade da capacidade hídrica e eólica foram divididas em três áreas geográficas compostas por um conjunto de cinco séries anuais (FLÁVIO, 2015). Probabilidades iguais de ocorrência são associadas para cada série histórica, de modo que o ano da série sorteada é amostrado durante a simulação. Além de características específicas de cada região geográfica, é possível capturar anos históricos com distintos comportamentos.

Para a produção hídrica utilizou-se séries hidrológicas específicas para cada usina, contendo os valores percentuais referentes a média mensal dos volumes armazenados em cada respectivo reservatório. Os dados foram obtidos de sistema reais, conforme (MATOS, PEÇAS LOPES, *et al.*, 2009). A Figura 4-3 apresenta a capacidade média disponível para cada série.

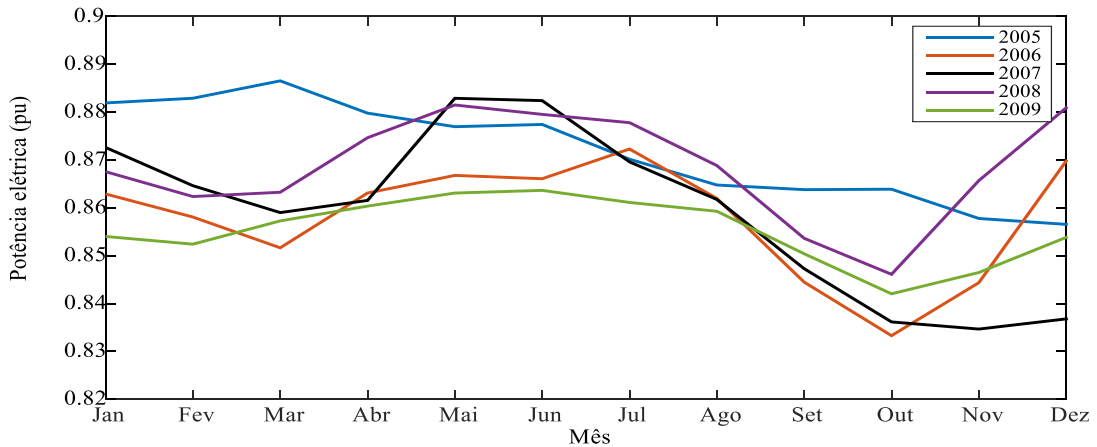


Figura 4-3: Média das séries hidrológicas para cada ano histórico.

A capacidade eólica no sistema ocorre em período mais granulares, associados as constantes oscilações na diversidade dos ventos. Dessa forma, séries horárias em valores percentuais da sua capacidade total são consideradas, de modo a representar a volatilidade do recurso eólico. Os dados históricos originais utilizados são provenientes do instituto de meteorologia e pesquisa da Holanda (KNMI, 2010) (FLÁVIO, 2015). Tendo em vista a representação da volatilidade das fontes renováveis, cada área do sistema RTS96REN é considerada como uma região geográfica distinta (i.e., 100, 200 e 300), assim, para cada série existem valores de capacidade horária para cada respectiva região. A Figura 4-4 apresenta a média móvel mensal da disponibilidade de energia para cada série temporal do histórico utilizado, destacando que o valor médio anual de capacidade eólica para o sistema é de 0.3125.

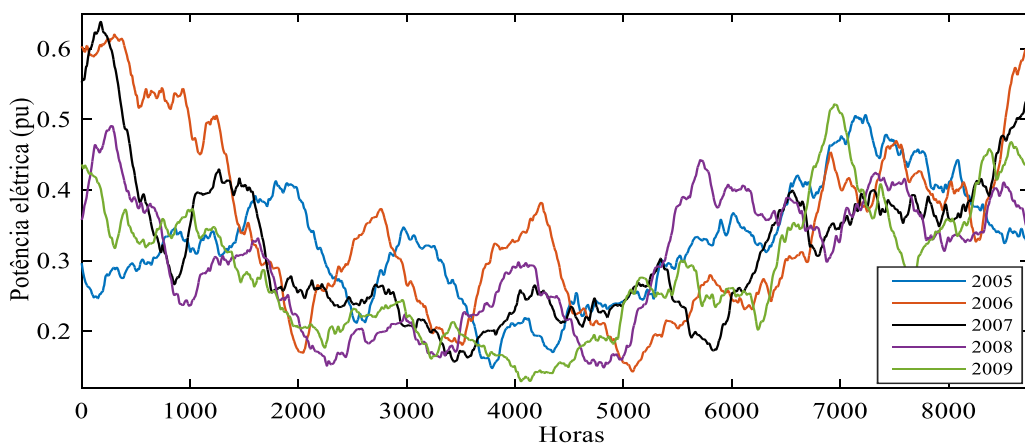


Figura 4-4: Média móvel mensal das séries de produção eólica para cada ano histórico.

4.1.4 Sistema MRTS96REN

De modo a preservar a elevada participação renovável, o sistema MRTS96REN resulta de modificações realizada no sistema RTS96REN, onde objetiva-se essencialmente estressar a rede de transmissão. A capacidade de geração e a carga são duplicadas em cada barra do sistema, resultado em uma nova capacidade instalada e pico de carga de 27992 MW e 17100 MW, respectivamente. Nesta configuração a capacidade eólica instalada alcança 7920 MW, e a hídrica 7742 MW.

O mesmo conjunto de unidades geradoras térmicas responsáveis pela energia firme do sistema indicadas para o caso MRTS96 foram selecionadas para formarem a base do despacho, conforme apresentado anteriormente pela Tabela 4-2.

4.2 APLICAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CRONOLÓGICO UTILIZANDO O SISTEMA TESTE RTS96REN

Esta seção apresenta a validação da ferramenta para execução do fluxo de potência cronológico para o sistema teste RTS96REN. Posteriormente a simulação é avaliada considerando uma solução não-linear via fluxo de potência AC no 3º estágio. Por fim, as diferenças ao empregar as análises DC e AC são discutidas.

4.2.1 Avaliação do Fluxo de Potência Cronológico

Esta seção apresenta a avaliação para o sistema RTS96REN, utilizando o algoritmo desenvolvido baseado na SMC-Seq. Os índices de desempenho e dados estatísticos obtidos são validados por meio da comparação com os resultados do método sequencial (SMC-Seq) e não sequencial (SMC-Neq) consolidados na literatura técnica (FLÁVIO , 2015). De modo a obter uma estimativa adequada do desperdício de energia eólica no sistema, o critério de parada da SMC foi estabelecido em 5% para o coeficiente de convergência (β) associado aos índices $EWES_G$, $EWES_{G\&T}$ e $EWES_T$, o que promoveu uma convergência do processo em 149 amostras anuais de simulação.

A comparações dos índices $EWES$ alcançados são apresentados na Tabela 4-4, indicando entre parênteses os valores dos respectivos coeficientes de convergência β . A diferença entre os resultados obtidos em relação ao caso da SMC-Seq proposta na literatura foi

de 1.15% para o índice $EWES_{G\&T}$, 3.04% para $EWES_G$, e 1.53% para $EWES_T$. Se comparado com os valores associados a SMC-Nseq, nota-se uma diferença de 2.43%, 4.43% e 2.24%, para os respectivos índices.

Tabela 4-4: Índices de desperdício de renovável.

Índices	$EWES_{G\&T}$ (GWh/ano)	$EWES_G$ (GWh/ano)	$EWES_T$ (GWh/ano)
SMC-Seq (FLÁVIO , 2015)	135.15 (2.97%)	11.61 (5.00%)	124.24 (2.86%)
SMC-Nseq (FLÁVIO , 2015)	136.92 (1.02%)	11.78 (5.00%)	125.14 (0.98%)
SMC-Seq (Proposta)	133.589 (2.48%)	11.257 (4.99%)	122.331 (2.31%)

Com o objetivo de indicar o planejamento de reforços no sistema, o índice $EWES_T$ possui maior relevância, pois reflete o desperdício de energia em função dos limites dos circuitos de transmissão. Pelos resultados da Tabela 4-4 é possível notar como a convergência do índice $EWES_T$ é mais rápida que $EWES_G$. Nesse sentido, o critério de parada da SMC pode ser definido apenas em função de $EWES_T$, o que resulta em uma melhora satisfatória no desempenho computacional, sem comprometer a precisão do valor esperado deste índice, conforme verificado por (FLÁVIO , 2015). A estimativa do índice $EWES_G$ não alcança convergência nesse caso, porém o mesmo não é utilizado como indicativo de reforços para o sistema de transmissão.

Além dos índices de desperdício, a simulação é capaz de computar dados estatísticos para violações na rede de transmissão. Por meio destes resultados é possível ordenar os principais circuitos responsáveis pelo desperdício de energia eólica, bem como obter a função de densidade de probabilidade do fluxo de potência ativa para esses circuitos.

Ressalta-se que, o estudo tomado como base comparativa apontou o método sequencial menos atrativo do ponto de vista do desempenho computacional, levando o autor a prosseguir as avaliações com o método não-sequencial. Nesse contexto, como a otimização do desempenho computacional não é o foco principal do presente trabalho, os resultados estatísticos relacionados a violação da transmissão avaliados pela SMC-Seq desenvolvida são validados conforme ilustra a Tabela 4-5, que apresenta os resultados estatísticos de violação para os 12 circuitos mais suscetíveis a sobrecarga do sistema definidos por (FLÁVIO , 2015), e ordenados pela violação média.

Tabela 4-5: Estatísticas de violações na rede.

Barra de	Barra para	Probabilidade de violação (%)		Violação média (MW)	
		SMC- Nseq (FLÁVIO , 2015)	SMC- Seq (Proposta)	SMC- Nseq (FLÁVIO , 2015)	SMC- Seq (Proposta)
101	102	8.30	8.10	4.97	4.29
301	302	7.76	5.61	3.27	2.03
101	105	8.10	7.40	2.53	2.70
301	305	6.42	7.37	1.40	1.42
105	110	2.45	2.79	0.42	0.67
201	202	2.65	0.34	0.34	0.03
102	104	0.96	1.43	0.06	0.16
101	103	0.22	0.21	0.02	0.02
325	121	0.28	0.05	0.02	0.01
305	310	0.41	0.91	0.01	0.10
301	303	0.07	0.86	0.00	0.05
318	223	0.04	0.45	0.00	0.06

Devido ao aumento na capacidade instalada de geração nas regiões em que houve a substituição das usinas térmicas convencionais por renováveis, os 12 circuitos mais sujeitos a sobrecarga foram identificados. Dentre esses, o circuito 101-102 caracterizou-se com a maior probabilidade de violação da capacidade de transmissão e maior violação média. A densidade de probabilidade do fluxo de potência relacionada a este circuito, que assume uma capacidade transmissão de 175 MW, é apresentada na Figura 4-5.

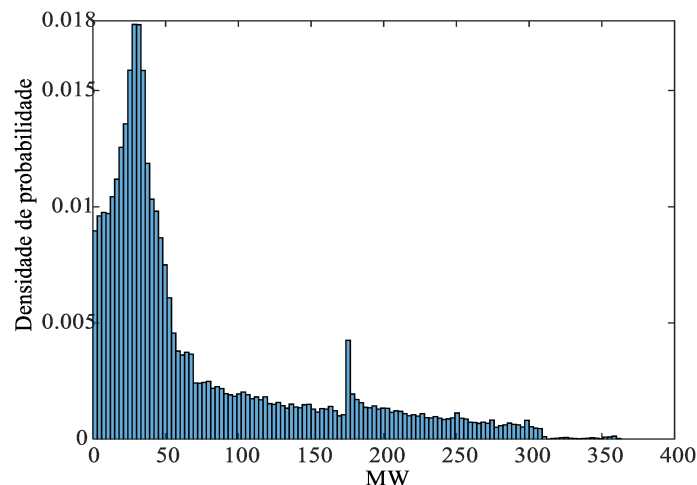


Figura 4-5: Densidade de probabilidade do fluxo de potência ativa no circuito 101-102.

Observando a Figura 4-5, é possível verificar que a distribuição de probabilidade para o fluxo de potência ativa na linha 101-102 apresenta um comportamento bimodal, com dois picos de probabilidades distintos. O modo menor, ou pico local, ocorre no ponto de capacidade nominal do circuito (175 MW), onde a existência de fluxos iguais ou superiores a este valor indicam a probabilidade de sobrecarga da capacidade nominal do circuito. Este comportamento

está associado à solução do fluxo de potência para o ponto de operação criado no 3º estágio, onde o despacho dos geradores eólicos não considera as restrições da rede de transmissão. Por outro lado, observando o pico principal, nota-se uma maior probabilidade de fluxos situados entre 25 - 50 MW. A partir desta faixa de potência, ocorre um decaimento exponencial na probabilidade de ocorrerem fluxos entre 50 - 175 MW. A validação dos índices de desperdício EWES e do conjunto de dados estatísticos levantados por meio do algoritmo implementado serviu de base para implementação de uma análise não linear no 3º estágio, conforme descrito na sequência.

4.2.2 Avaliação do Fluxo de Potência Cronológico considerando análise não linear (AC)

Nesta seção o sistema RTS96REN é novamente avaliado, utilizando o algoritmo desenvolvido baseado na SMC-Seq. Em substituição a avaliação usual do fluxo de potência linearizado (DC), um fluxo de potência não linear (AC) é avaliado no 3º estágio do algoritmo, de modo a considerar o ponto de operação estabelecido com o máximo despacho das fontes eólicas (provenientes do 1º estágio) e o despacho das não eólicas (definidos no 2º estágio). Da mesma forma em que os resultados foram apresentados anteriormente, esta análise permite obter além dos dados estatísticos para violações da rede de transmissão, considerar e monitorar as violações de tensão nas barras do sistema.

O 1º e 2º estágio do algoritmo do fluxo de potência cronológico são dedicados ao cálculo dos índices de desperdício *EWES*, e como permanecem inalterados, os resultados obtidos para valor esperado de $EWES_G$, $EWES_{G\&T}$ e $EWES_T$ permanecem idênticos aos apresentados na Tabela 4-4. Adicionalmente, essa simulação é capaz de computar por meio da avaliação AC os fluxos de potência aparente nos circuitos de transmissão. A Tabela 4-6 apresenta os resultados referentes aos 12 circuitos mais suscetíveis a sobrecarga e responsáveis pelo desperdício de energia eólica.

Tabela 4-6: Estatísticas de violação na rede, considerando análise do fluxo de potência AC.

Barra de	Barra para	Probabilidade de violação (%)	Violação média	
			(MVA)	Em relação a capacidade nominal da linha (%)
101	102	8.63	5.10	2.91
301	302	7.06	2.89	1.65
101	105	7.23	2.61	1.49
301	305	7.57	1.50	0.86
105	110	2.69	0.50	0.29
201	202	0.65	0.10	0.06
102	104	1.26	0.13	0.07
101	103	0.23	0.02	0.01
325	121	0.09	0.02	0.004
305	310	0.89	0.08	0.05
301	303	0.59	0.05	0.03
318	223	0.06	0.02	0.004

A avaliação por meio do fluxo de potência AC foi capaz de identificar os mesmos circuitos de transmissão sujeitos a sobrecarga, apresentados na avaliação do fluxo de potência cronológico da seção anterior (4.2.1). O circuito 101-102 manteve-se com a maior probabilidade de violação da capacidade de transmissão e maior violação média. A função densidade de probabilidade relacionada ao fluxo de potência aparente neste circuito é apresentada na Figura 4-6. Da mesma forma que observado no caso anterior (Figura 4-5), por meio do histograma apresentado é possível verificar novamente o comportamento bimodal na distribuição das probabilidades de fluxo de potência na linha 101-102. Outra vez, nota-se que a linha está sujeita a uma maior probabilidade de ocorrência de fluxos na ordem de 25 - 50 MVA, sendo que a probabilidade de fluxos superiores a essa faixa decai exponencialmente até próximo do valor de capacidade nominal do circuito (175 MVA). Fluxos superiores ao segundo pico de probabilidade estão relacionados com a violação da capacidade nominal de transmissão da linha.

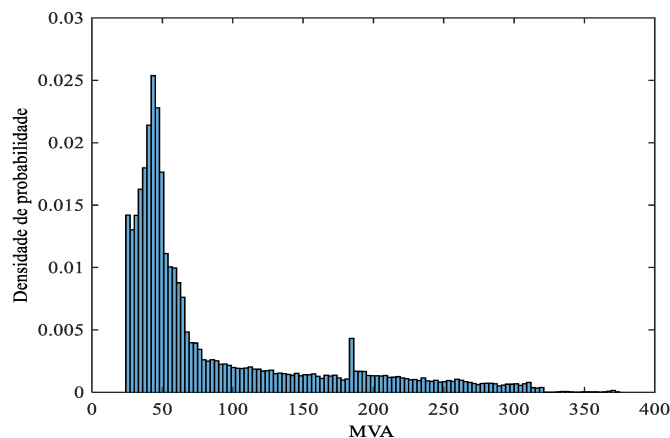


Figura 4-6: Densidade de probabilidade do fluxo de potência aparente no circuito 101-102.

Na Figura 4-7 é apresentado a probabilidade de violação do limite superior de tensão para as barras do sistema. Considerado 0.90 pu e 1.05 pu como limites operativos, observa-se como em um cenário com máximo despacho eólico, a probabilidade de ocorrer sobretensões está principalmente relacionada às barras 106, 110, 206, 210, 306, 310 e 325. Essas barras caracterizam-se por não possuírem a conexão de unidades geradoras. Ressalta-se que para simulação, um total 752449 estados foram avaliados pelo fluxo de potência AC no 3º estágio, dos quais apenas 7 não encontraram convergência numérica.

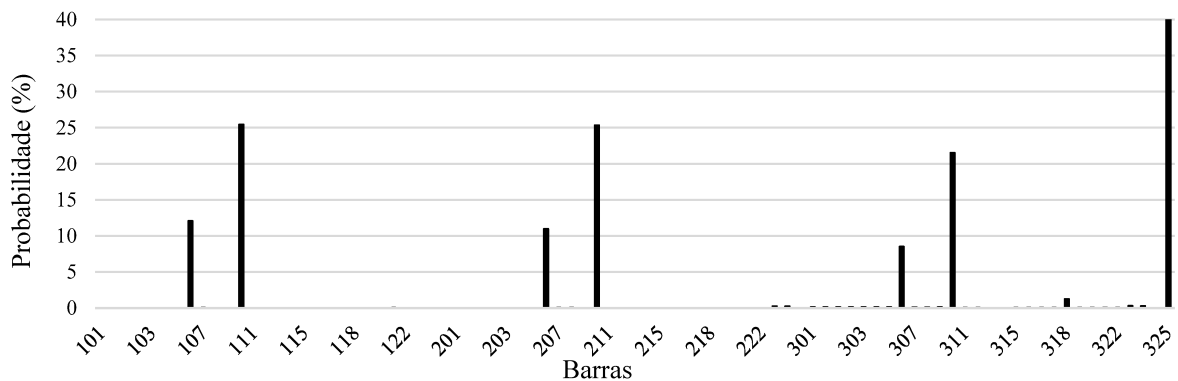


Figura 4-7: Probabilidade de violação do limite superior de tensão.

4.2.3 Considerações finais sobre os casos avaliados

O método avaliado mantém um despacho de geração ativa barra única e um despacho por meio da solução de um FPO linearizado no 1º e 2º estágio, respectivamente. Dessa forma, a principal alteração na simulação avaliada no item (4.2.2) ocorre no 3º estágio, onde é incorporado uma avaliação não linear do fluxo de potência AC, para distintos pontos operativos estabelecidos com base nos resultados dos estágios anteriores. O impacto de incorporar uma solução não-linear pode ser observado pelos resultados da Tabela 4-6. Os dados estatísticos que caracterizam os circuitos suscetíveis a sobrecarga não foram dissonantes de modo geral. A probabilidade de violação do circuito 101-102 se mostra levemente superior quando a avaliação AC incorpora as perdas de potência ativa existentes e o fluxo de energia reativa na rede, computando a violação do circuito com base no fluxo da potência aparente (MVA).

Para perspectiva teórica, as simplificações que envolvem a linearização do problema de fluxo de potência consideram a magnitude das tensões nodais planas em todo sistema (iguais a 1.0 pu) e a inexistência do fluxo de energia reativa. Como a resistência série das linhas são desprezadas, um modelo genérico simplificado usualmente desconsidera as perdas nos circuitos

de transmissão. Tal hipótese deve ser tratada com cuidado dentro do contexto de análise. Em (STOTT, JARDIN e ALSAÇ, 2009), os autores referenciam que o uso de um modelo linear DC é limitado a aplicações orientadas a análises de fluxo de potência para as quais, além dos efeitos da tensão na rede, a geração de potência reativa seja mínima. Adicionalmente, quanto maior o nível de tensão do problema, mais precisos se mostram os resultados obtidos pelo fluxo de potência linear (MONTICELLI, 1983).

Para o caso convencional DC apresentado na seção (4.2.1), a incorporação de um modelo de fluxo de potência linear que leva em consideração a estimativa das perdas no sistema é responsável por tornar a solução linear mais precisa no 3º estágio da simulação. Buscando assim, reduzir a distância que existe entre os resultados da solução DC em relação a solução real convergida de um caso AC.

De fato, observa-se na literatura que a avaliação pelo método linear é uma prática amplamente aplicada para obtenção dos fluxos na rede devido a sua simplicidade e rápida convergência. O modelo DC encontra sua aplicabilidade principalmente nos estudos de planejamento da expansão no longo-prazo caracterizados por um nível maior de incertezas, onde o desempenho computacional e estimativas aproximadas do fluxo de potência ativa configuram-se como as principais justificativas para utilização dessa avaliação em relação ao modelo AC. Enquanto certas aplicações no sistema de potência, que se estendem além dos estudos de planejamento, continuarem dependentes de modelos lineares, este tipo de avaliação permanecerá de grande interesse da indústria, ainda que a precisão do modelo linear nunca deva ser tomada como definitiva no sistema de potência (STOTT, JARDIN e ALSAÇ, 2009).

A transição para uma avaliação dos estados via fluxo de potência AC no método cronológico permite incluir de forma trivial as perdas de transmissão, incorporando o acompanhamento de outras restrições operacionais, como a tensão. Entretanto, um dos desafios de empregar a avaliação não linear do modelo AC está no fato de encontrar convergência numérica para o grande número de pontos operativos e estados avaliados durante a simulação probabilística. Nesse contexto, ao tratar de análises e impressões para o planejamento de longo-prazo, como hipótese, considerou-se que os estados avaliados não são sequencialmente dependentes do ponto de vista da tensão. Dessa forma, os distintos pontos de operação avaliados são inicializados considerando valores nodais de tensão pré-determinados (dado de entrada).

A partir da inserção e validação do modelo AC, na seção seguinte, são apresentados os resultados e percepções considerando a avaliação da margem de estabilidade da tensão empregada como extensão do método do fluxo de potência cronológico.

4.3 APLICAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CRONOLÓGICO PARA AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Esta seção apresenta o estudo probabilístico considerando o fluxo de potência cronológico estendido para incorporar a avaliação da estabilidade de tensão em regime permanente. As impressões para as diferentes topologias permitem verificar o impacto da geração renovável na segurança da tensão do sistema, por meio do comportamento da margem de estabilidade. Para a SMC-Seq, o critério de parada de 5% para estimativa dos índices de desperdício relacionadas as restrições de transmissão $EWES_{G\&T}$ e $EWES_T$ foi considerado, tendo em vista que estes possuem maior relevância no âmbito do planejamento de reforços no sistema. O método da continuação foi parametrizado de modo a considerar a demanda do sistema aumentada uniformemente na razão de 1.0% da demanda base, mantendo o fator de potência constante em todas barras de carga. O critério de parada para estimação do carregamento máximo foi pré-especificado em 0.075 como limite para o mínimo valor singular da matriz Jacobiana².

4.3.1 Avaliação da estabilidade de tensão utilizando o sistema RTS96REN

Os índices de desperdício da geração renovável alcançados são apresentados conforme ilustra a Tabela 4-7. Considerando a convergência dos indicadores $EWES_{G\&T}$ e $EWES_T$, a simulação alcançou convergência com 32 amostras anuais. Os dados estatísticos para violação da capacidade de transmissão relacionados aos 12 circuitos mais suscetíveis à sobrecarga e ordenados pela violação média são apresentados pela Tabela 4-8. Um total 161452 estados foram avaliados pelo fluxo de potência AC no 3º estágio, dos quais todos encontraram convergência numérica.

Tabela 4-7: Índices de desperdício de renovável – RTS96REN.

$EWES_{G\&T}$ (GWh/ano)	$EWES_G$ (GWh/ano)	$EWES_T$ (GWh/ano)
126.051 (4.996%)	10.244 (11.981%)	115.807 (4.509%)

² O comportamento do mínimo valor singular de J como critério de parada do método continuado pode ser observado no Apêndice A, considerando a análise dos casos RTS96REN e MRTS96REN.

Tabela 4-8: Estatísticas de violação na rede, considerando análise do fluxo de potência AC.

Barra de	Barra para	Probabilidade de violação (%)	Violação média (MVA)	
			(MVA)	Em relação a capacidade nominal da linha (%)
101	102	8.27	4.80	2.74
301	302	6.78	2.75	1.57
101	105	6.9	2.45	1.40
301	305	7.33	1.43	0.82
105	110	2.51	0.46	0.26
102	104	1.16	0.12	0.07
201	202	0.64	0.10	0.06
305	310	0.83	0.07	0.04
301	303	0.56	0.04	0.02
106	110	0.92	0.04	0.02
325	121	0.09	0.02	0.004
101	103	0.22	0.02	0.01

Além dos dados estatísticos relacionados a violação da capacidade de transmissão, para a situação de máximo aproveitamento da capacidade eólica, a simulação permite determinar o aumento de demanda que o sistema pode suprir até o ponto de máximo carregamento. A Tabela 4-9 apresenta uma síntese do comportamento da margem de estabilidade no sistema. Observa-se que para a condição de máximo despacho das eólicas, a distância até o ponto de colapso da tensão está associada a uma margem média de 5466 MW. Entre todos os estados experimentados, uma margem mínima de 2666MW equivalente ao aumento de 31.50% da demanda base do ponto de operação avaliado foi verificada. Por outro lado, uma margem máxima de 9571 MW foi observada, correspondente ao aumento de 255.65 % da demanda base do ponto de operação avaliado.

Tabela 4-9: Sínteses da avaliação da margem de estabilidade de tensão - RTS96REN

MET	MW	(%)
Média	5465.94 MW	115.56 %
Máxima verificada	9571.10 MW	255.65 %
Mínima verificada	2666.31 MW	31.50 %

A Figura 4-8 apresenta a função densidade de probabilidade associada à margem de estabilidade de tensão do sistema, caracterizando a distância até o ponto de colapso da tensão em termos da potência ativa (a), e em valores percentuais para o crescimento da carga (b). Por meio do histograma da Figura 4-8 (a), é possível observar que o comportamento estatístico da margem de estabilidade no sistema é caracterizado por uma distribuição bimodal, onde a função de densidade apresenta dois modos diferentes. Essa característica aparece como picos distintos de probabilidade. O primeiro pico está associado a margens próximas à 5000 MW, enquanto o

pico principal ocorre para valores próximos à 6000 MW. No comportamento da distribuição verifica-se um crescimento na probabilidade do sistema em suprir margens de 3000 - 5000 MW, enquanto para valores superiores a essa faixa, ocorre um acentuado decaimento no comportamento da probabilidade até o valor de margem média estimada para o sistema (5466 MW). Nota-se que a probabilidade de margens superiores à 6000 MW reduz exponencialmente, ao ponto que, os maiores valores verificados na avaliação do sistema, situadas na faixa de 6500 – 8000 MW, possuem baixa probabilidade de ocorrência. Pela Figura 4-8 (b) é possível identificar o mesmo comportamento bimodal, onde os distintos picos de probabilidade situam-se próximos aos valores de margens equivalentes à 100% e 150%.

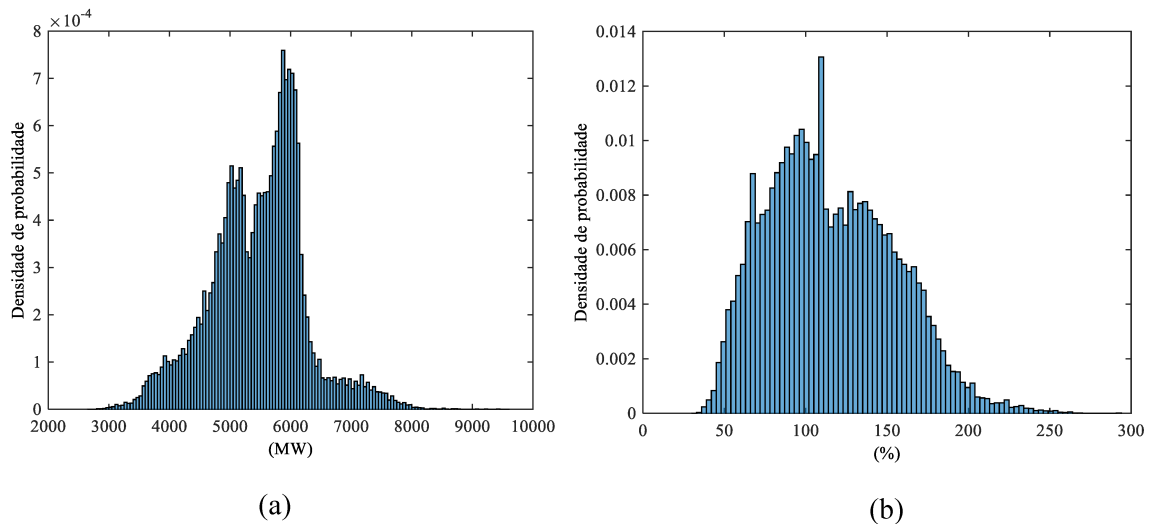


Figura 4-8: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão – RTS96REN.

Conforme se pode perceber, a ocorrência de uma distribuição bimodal geralmente surge como uma junção de duas distribuições unimodais diferentes, como por exemplo, a combinação de duas distribuições normais. Para a perspectiva da simulação, ressalta-se que o conjunto de dados estatísticos levantados no 4º estágio considera outras variáveis para cálculo da margem de estabilidade da tensão, como a capacidade de geração disponível das fontes renováveis, e as oscilações horárias da carga. Embora o estudo esteja induzido a considerar o máximo despacho das fontes eólica, a variável carga apresenta uma influência significativa sob o comportamento da margem de estabilidade, uma vez que, em momentos de carga pesada o sistema possui menor margem para o carregamento, enquanto em horários de carga leve o inverso ocorre, o ponto de operação encontra-se com folga e mais distante do ponto crítico. Nesse contexto, uma distribuição bimodal para o comportamento da curva de carga horária

também foi verificada, onde os picos de maior probabilidade de ocorrência estão relacionados à valores de demanda média, na ordem de 0.50 e 0.65 pu. Este comportamento similar pode ajudar a explicar a distribuição estatística bimodal para margem de estabilidade de tensão no sistema, conforme ilustrado na Figura 4-8. Adicionalmente, horários de carga leve (inferiores à 0.40 pu) possuem baixa ocorrência na curva analisada, o que explica de certo modo, a probabilidade baixa associada aos valores de margem elevados no sistema, superiores à 6500 MW.

Em uma perspectiva geral, ainda que exista a sobrecarga dos circuitos associados ao escoamento da produção eólica, o sistema se mantém relativamente robusto com uma margem de estabilidade mínima relativamente segura, evitando estados próximos a instabilidade de tensão durante o máximo aproveitamento da geração via fontes não convencionais.

A diferença entre a magnitude das tensões nodais do ponto operacional inicial em relação ao ponto do máximo carregamento permitiu verificar durante a simulação, quais barramentos se mostram mais sensíveis ao crescimento sucessivo da carga, identificando as áreas mais suscetíveis à instabilidade da tensão. O gráfico da Figura 4-9 apresenta a variação média da tensão para todas as barras do sistema. A partir dessa perspectiva, é possível identificar a área composta pelas barras 106 -114 como uma região sensível a estabilidade da tensão, bem como a vizinhança das barras 215 e 224. Estas regiões configuram-se como os principais pontos do sistema candidatos a reforços quando a condição de máximo aproveitamento renovável ofereça uma degradação à estabilidade da tensão. A Figura 4-10 apresenta a função densidade de probabilidade associada a variação de tensão para as três barras mais críticas identificadas em vermelho (106, 108 e 110). Estas barras caracterizam-se por serem de carga, sem a conexão de unidades geradoras. Pelos histogramas é possível notar que, ao alcançar o ponto crítico de carregamento no sistema, estas barras possuem uma maior probabilidade de variação da tensão na ordem de 0.15 pu.

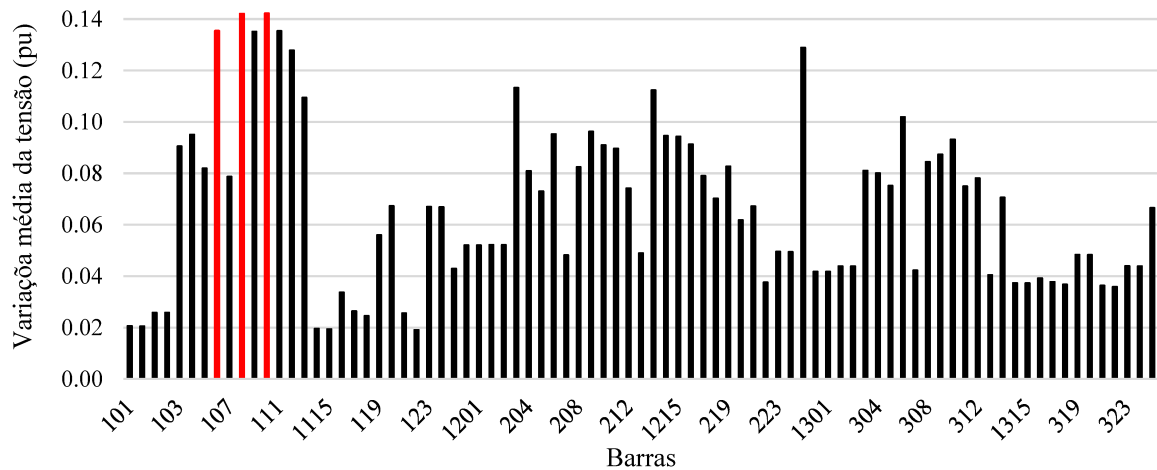
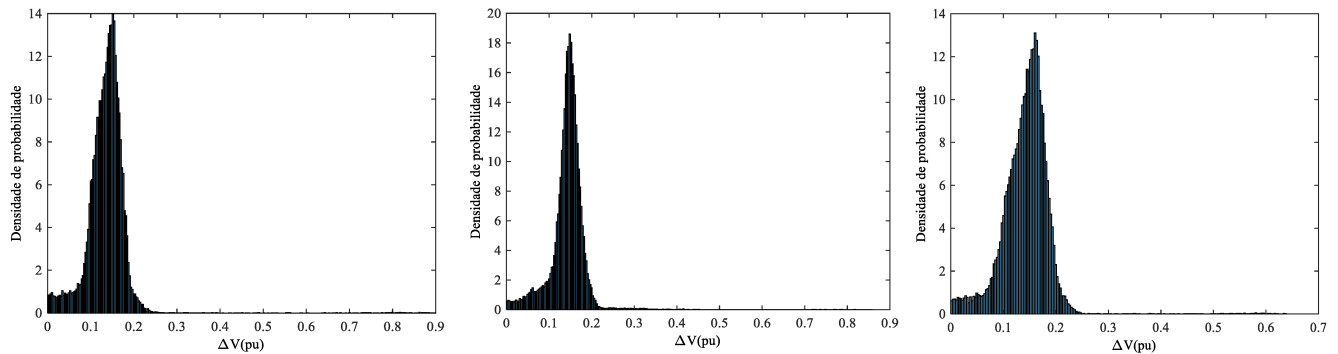


Figura 4-9: Variação média da tensão nas barras do sistema RTS96REN.



(a) – Barra 106

(b) – Barra 108

(c) – Barra 110

Figura 4-10: Densidade de probabilidade da variação de tensão nas barras críticas – RTS96REN.

4.3.2 Avaliação da estabilidade de tensão utilizando o sistema MRTS96REN.

Para esta configuração os índices de desperdício da energia renovável se tornam mais expressivos devido ao estresse da rede. Conforme ilustra a Tabela 4-10, nota-se como as restrições da transmissão acarretam um elevado desperdício de energia eólica de 1804.63 GWh/ano. Nessa avaliação a simulação alcançou a convergência com 15 amostras anuais. Torna-se importante ressaltar que ao considerar a rede nestas condições, durante a simulação cronológica um total 96181 estados foram selecionados para avaliação do fluxo de potência AC no 3º estágio, dos quais 1792 (1.86%) não encontraram convergência numérica, sendo descartada da análise. Os dados estatísticos para violação da capacidade de transmissão

relacionados aos 20 circuitos mais suscetíveis à sobrecarga e ordenados pela violação média são apresentados pela Tabela 4-11, onde é possível observar o estresse da transmissão para comportar a capacidade do sistema.

Tabela 4-10: Índices de desperdício de renovável – MRTS96REN.

$EWES_{G\&T}$ (GWh/ano)	$EWES_G$ (GWh/ano)	$EWES_T$ (GWh/ano)
1824.545 (4.928%)	19.909 (19.323%)	1804.635 (4.797%)

Tabela 4-11: Estatísticas de violação na rede – MRTS96REN.

Barra de	Barra para	Probabilidade de violação (%)	Violação média	
			(MVA)	Em relação a capacidade nominal da linha (%)
101	102	24.58	38.95	22.26
301	302	27.48	37.29	21.31
101	105	25.46	29.29	16.74
301	305	33.16	26.66	15.23
201	202	20.72	13.86	7.92
115	116	8.70	11.36	2.27
102	104	14.96	11.32	6.47
301	303	14.83	10.15	5.80
302	304	15.66	10.14	5.79
201	205	27.66	9.63	5.50
105	110	11.54	8.71	4.97
102	106	12.79	8.05	4.60
311	313	44.74	7.21	1.44
305	310	10.21	6.45	3.69
101	103	10.51	6.41	3.66
111	113	20.25	6.20	1.24
211	213	26.84	6.08	1.22
302	306	12.45	5.91	3.38
207	208	10.52	5.75	3.29
307	308	11.02	5.20	2.97

Para o sistema como um todo, 68 circuitos apresentaram-se com probabilidade de violação de suas capacidades, sendo que os circuitos diretamente ligados aos parques eólicos e consequentemente responsáveis diretos pelo escoamento da produção destes geradores, revelaram-se como os mais suscetíveis a sobrecarga. O circuito 101-102 manteve-se com uma elevada probabilidade de violação da capacidade de transmissão e maior violação média.

A síntese do comportamento da margem de estabilidade da tensão verificada para o sistema é apresentada pela Tabela 4-12. Observa-se que para a condição de máximo despacho das eólicas, a distância até o ponto de colapso da tensão está associada a uma margem média

de 5863 MW. Embora uma margem máxima de 13588 MW tenha sido observada, correspondente ao aumento de 161.25% da carga do ponto base avaliado, verificou-se uma margem mínima nula (0.00 MW). Para os estados avaliados que se apresentaram com este valor de margem mínima, o ponto de operação selecionado para avaliação do método da continuação já se encontrava muito próximo do ponto crítico, denotando uma matriz J muito próxima da singularidade, tendo em vista o critério definido para o mínimo valor singular (0.075). Nesse contexto, a simulação interpreta esta condição como uma situação onde o sistema não possui capacidade de fornecer margem para aumento do carregamento na rede, pois encontra-se relativamente próximo do ponto de colapso tendo em vista os critérios estabelecidos como premissa.

Verificou-se que valores de margens relativamente baixos ocorrem, em grande maioria, nos momentos em que o sistema está suprindo patamares de carga pesada, onde o estresse da rede potencializa o risco de instabilidade da tensão.

Tabela 4-12: Sínteses da avaliação da margem de estabilidade de tensão – MRTS96REN.

MET	MW	(%)
Média	5863.21 MW	64.34 %
Máxima verificada	13588.34 MW	161.25 %
Mínima verificada	0.00 MW	0.00 %

A Figura 4-11 apresenta a função densidade de probabilidade associada à margem de estabilidade de tensão do sistema, caracterizando a distância até o ponto de colapso da tensão em termos da potência ativa (a), e em valores percentuais do crescimento da carga (b). Por meio de análise da Figura 4-11 (a), embora se evidencie a ocorrência de situações em que o sistema não possui margem, se observa um crescimento linear na probabilidade de margens situadas entre 0 - 7000 MW. Por outro lado, ocorre um decréscimo exponencial na probabilidade de ocorrer margens com valores superiores ao dessa faixa. Adicionalmente, pelo comportamento da Figura 4-11 (b) é possível notar que margens de estabilidade equivalentes a um crescimento da carga em torno de 0% e 100% apresentem a mesma probabilidade de ocorrência no sistema.

A condição de máximo aproveitamento do despacho eólico para o sistema MRTS96REN está associada a um certo grau de probabilidade onde ocorrerem estados nos quais o sistema não consegue suprir uma margem de estabilidade da tensão, tendo em vista o critério estabelecido para definir a proximidade do ponto crítico. Ao restringir o suporte de potência e tensão através da rede elétrica, a transmissão torna-se o principal gargalo responsável pelo desperdício eólico e o risco associado ao colapso da tensão.

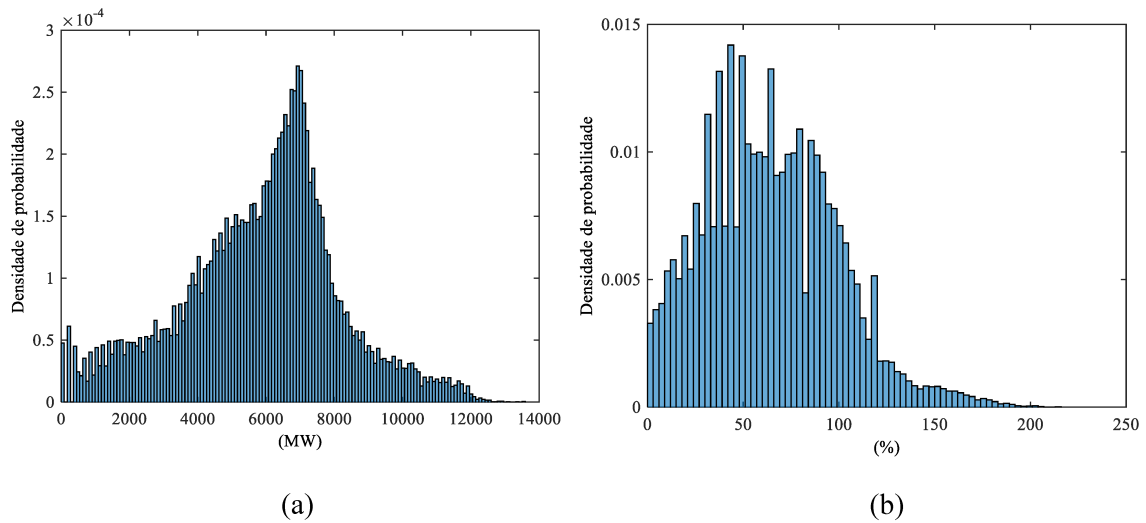
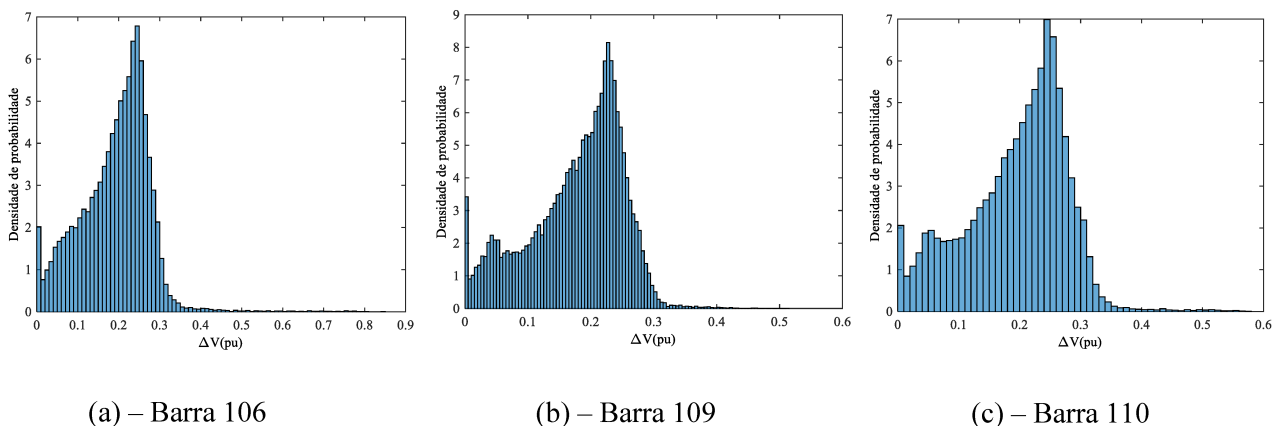


Figura 4-11: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão - MSTS96REN.

A diferença entre a magnitude das tensões nodais do ponto operacional inicial em relação ao ponto do máximo carregamento permitiu identificar a área composta pelas barras 106 - 114 como a mais sensível à estabilidade da tensão. Para as três barras mais críticas do sistema (106, 109 e 110) a Figura 4-12 apresenta a função densidade de probabilidade associada a variação da tensão. Estas barras designam-se por serem de carga, sem a conexão de unidades geradoras. Nota-se pelos histogramas que ao alcançar o ponto crítico, a sensibilidade destes barramentos está relacionada a uma maior probabilidade de variação da tensão na ordem de 0.20 pu.



(a) – Barra 106

(b) – Barra 109

(c) – Barra 110

Figura 4-12: Densidade de probabilidade da variação de tensão nas barras críticas – MSTS96REN.

4.3.3 Avaliação da estabilidade de tensão utilizando o sistema RTS96.

Como observado até então, a SMC-Seq empregada para avaliação do fluxo de potência cronológico determinou o montante de energia eólica desperdiçada através dos índices EWES. Entretanto, quando o caso de estudo consiste em um sistema puramente hidrotérmico (RTS96 e MRTS96), o desperdício de energia renovável é baseado na estimativa dos índices EHES (*Expected Hydro Energy Spilled*), que representam o montante de energia hidráulica desperdiçada. Nesse contexto, a condição de máximo aproveitamento hidrológico é avaliado no 3º e 4º estágio da simulação. A variação da capacidade hidráulica é representada por meio de séries mensais, de modo que a utilização de modelos relacionados à otimização do despacho hidrelétrico está além do escopo desse trabalho.

Os índices de desperdício da geração renovável alcançados são apresentados pela Tabela 4-13. Considerando a convergência dos indicadores que contabilizam desperdício da geração renovável para o despacho envolvendo as restrições da rede $EHS_{G\&T}$, e o desperdício em função das restrições do sistema de transmissão EHS_T , a simulação alcançou convergência com 60 amostras anuais. Um total de 287338 estados foram selecionadas para avaliação do fluxo de potência AC no 3º estágio, dos quais todos alcançaram convergência numérica. Os dados estatísticos para violação da capacidade de transmissão relacionados aos circuitos suscetíveis à sobrecarga, e ordenados pela violação média, são apresentados pela Tabela 4-14.

Tabela 4-13: Índices de desperdício hídrico – RTS96.

$EHS_{G\&T}$ (GWh/ano)	EHS_G (GWh/ano)	EHS_T (GWh/ano)
3.377 (4.999%)	0.000 (0.00%)	3.377 (4.999%)

Tabela 4-14: Estatísticas de violação na rede – RTS96.

Barra de	Barra para	Probabilidade de violação (%)	Violação média	
			(MVA)	Em relação a capacidade nominal da linha (%)
106	110	25.14	1.90	1.09
306	310	21.33	1.89	1.08
206	210	17.07	1.67	0.95

A capacidade hídrica possui uma participação relativamente pequena na matriz do sistema (9%), de modo que os gargalos da transmissão que contribuem para o desperdício de energia (3.377 GWh/ano) caracterizam-se por serem circuitos específicos em cada área elétrica

do sistema. Embora note-se uma probabilidade de violação expressiva para o conjunto identificado, em média, a sobrecarga destas linhas é em torno de 1.82 MVA. Ambos os circuitos identificados possuem uma capacidade de transmissão de 175 MVA, dos quais, o trecho 106-110 apresentou a maior probabilidade de violação da capacidade e maior violação média.

A síntese do comportamento da margem de estabilidade da tensão verificada para o sistema é apresentada pela Tabela 4-15. Observa-se que para a condição de máximo despacho das unidades hidráulicas, a distância até o ponto de colapso da tensão está associada a uma margem média de 4773 MW. Verificou-se entre todos os estados experimentados, uma margem mínima de 1016 MW equivalente ao aumento de 12% da demanda base do estado avaliado. Em outro extremo, uma margem máxima de 8062 MW foi verificada, correspondente ao aumento de 258.60% da demanda do estado avaliado. A ocorrência da margem mínima está associada ao horário de pico da carga do sistema, enquanto o valor relacionado à margem máxima registrada no sistema ocorre no horário de menor demanda.

Tabela 4-15: Sínteses da avaliação da MET – RTS96.

MET	MW	(%)
Média	4772.843 MW	103.55%
Máxima verificada	8062.521 MW	258.60%
Mínima verificada	1015.740 MW	12.00%

A Figura 4-13 apresenta a função densidade de probabilidade associada à margem de estabilidade de tensão do sistema para o caso hidrotérmico, caracterizando a distância até o ponto de colapso da tensão em termos da potência ativa (a), e em valores percentuais para o crescimento da carga (b). Por meio da Figura 4-13 (a), nota-se que o comportamento estatístico da margem de estabilidade no sistema é caracterizado por uma distribuição multimodal, onde a função de densidade apresenta pelo menos três modos diferentes. Essa característica aparece como picos distintos durante a distribuição das probabilidades. Embora o comportamento médio verificado seja de 4773 MW, o pico de probabilidade mais acentuado está associado a margens com valores próximas à 4000 MW, enquanto os outros dois picos locais correspondem a margens com valores na ordem de 5000 MW e 5500 MW, respectivamente. Adicionalmente, é possível notar que margens de estabilidade situadas na faixa de 1015- 3500 MW possuem probabilidades de ocorrência mais baixas que as margens mais elevadas verificadas no sistema, situadas na faixa de 5500 – 7500 MW. Pela Figura 4-13 (b) é possível identificar a mesma distribuição multimodal. Margens com capacidade de suportarem um crescimento de carga

maiores que 175% são menos prováveis, dado a baixa probabilidade de ocorrerem estrados com carga mínima, principalmente.

Embora verifique-se ao longo da análise a sobrecarga de alguns circuitos específicos, o comportamento da margem de estabilidade com este modelo de distribuição indica que, mesmo para condição de máximo despacho dos geradores hidrelétricos, o sistema se mantém com uma distância relativamente segura do ponto de colapso da tensão, dado o fato de existir picos de probabilidades distintos, e a margem mínima verificada possuir baixíssima probabilidade de ocorrência.

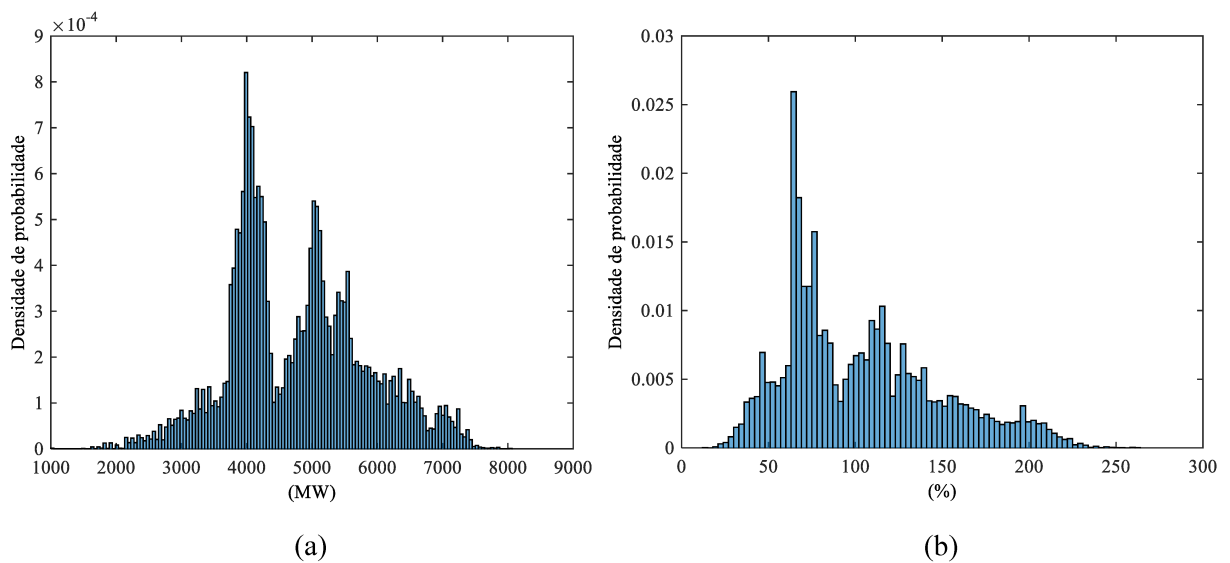


Figura 4-13: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão – RTS96.

A condição de máximo despacho hidrelétrico no sistema promoveu a área composta pelas barras 301 - 314 como a mais sensível à instabilidade da tensão durante o crescimento do carregamento do sistema. Para as três barras mais críticas (306, 309 e 310) a Figura 4-14 apresenta a função densidade de probabilidade associada a variação da tensão. A maior probabilidade ocorre no intervalo de 0 e 0.5 pu, embora verifique-se a ocorrência de ligeiros picos na ordem de 1.0 pu. As barras indicadas designam-se por serem de carga.

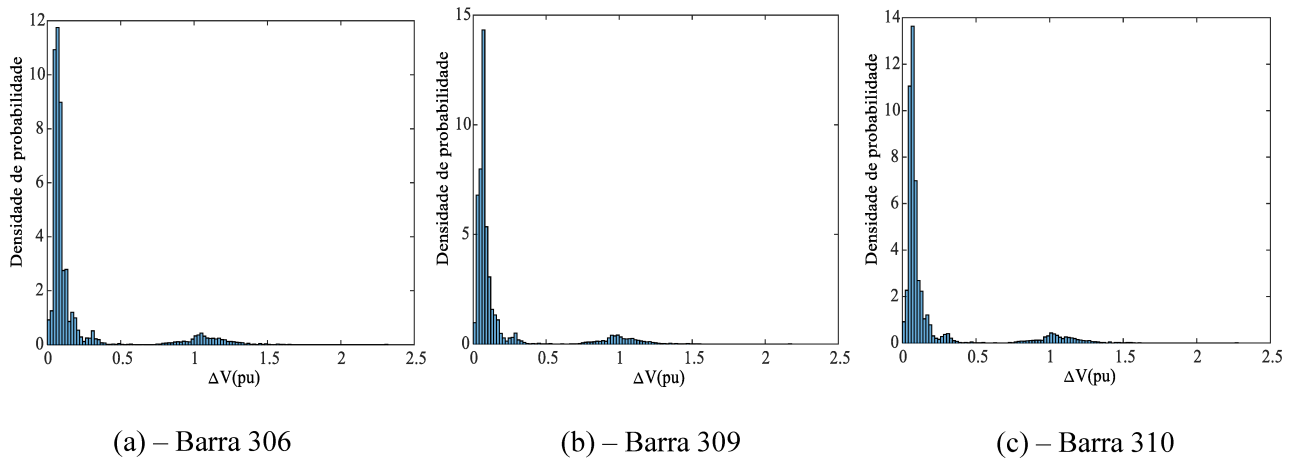


Figura 4-14: Densidade de probabilidade da variação de tensão nas barras críticas – MRTS96.

4.3.4 Avaliação da estabilidade de tensão utilizando o sistema MRTS96

Para o caso hidrotérmico MRTS96, os indicadores de desperdício da energia hidráulica se tornam mais expressivos devido ao estresse da rede, conforme ilustra a Tabela 4-16. A simulação alcançou a convergência com 11 amostras anuais. Um total de 96360 estados foram selecionadas para avaliação do fluxo de potência AC no 3º estágio, dos quais 14324 (14.86 %) não encontraram convergência numérica, sendo descartada a análise. Nesse sentido, entre os sistemas avaliados, esta configuração foi a que se mostrou mais crítica em termos da convergência da solução do fluxo de potência AC. Os dados estatísticos da violação da capacidade de transmissão relacionados aos 20 circuitos mais suscetíveis à sobrecarga e ordenados pela violação média são apresentados pela Tabela 4-17, os quais refletem o estresse da transmissão para comportar a capacidade do MRTS96.

Tabela 4-16: Índices de desperdício hídrico – MRTS96.

$EHS_{G\&T}$ (GWh/ano)	EHS_G (GWh/ano)	EHS_T (GWh/ano)
1199.923 (4.638%)	0.000 (0.00%)	1199.923 (4.638%)

Tabela 4-17: Estatísticas de violação na rede – MRTS96.

Barra de	Barra para	Probabilidade de violação (%)	Violação média	
			(MVA)	Em relação a capacidade nominal da linha (%)
221	222	85.13	67.65	13.53
216	217	84.81	33.93	6.79
217	218	75.54	26.28	5.26
306	310	84.56	16.53	9.45
307	308	11.08	16.03	9.16
106	110	85.11	15.06	8.61
206	210	84.53	13.32	7.61
314	316	58.95	12.71	2.54
207	208	8.22	10.39	5.94
215	221	77.36	8.20	1.64
316	317	84.52	7.11	1.42
214	216	32.8	6.22	1.24
111	113	13.45	4.56	0.91
107	108	6.45	3.10	1.77
211	213	8.90	2.85	0.57
308	309	11.12	2.73	1.56
303	324	8.83	2.00	0.50
325	121	0.52	1.89	0.38
208	209	7.02	1.76	1.01
203	224	13.34	1.62	0.41

Entre os circuitos mais suscetíveis à sobrecarga, o circuito 221-222 apresentou a maior probabilidade de violação da capacidade de transmissão e maior violação média. Para o sistema como um todo, 57 circuitos apresentaram probabilidade de violação, sendo os responsáveis diretos pelo elevado desperdício da energia renovável hidráulica (1199.92 GWh/ano).

A síntese do comportamento da margem de estabilidade da tensão verificada para o sistema é apresentada pela Tabela 4-18. Para a condição de máximo despacho hídrico, a distância até o ponto de colapso da tensão está associada a uma margem média de 3741 MW. Embora uma margem máxima de 11742 MW tenha sido observada, correspondente a um aumento em 199.60% da carga no estado avaliado, observou-se um valor para margem mínima de 0.00 MW. Conforme supracitado, estados com essa característica apresentam um ponto de operação com uma matriz J muito próxima da singularidade no momento de estimar a margem de carregamento através método continuado, representando uma condição em que o ponto operativo já se encontra relativamente próximo do ponto crítico, tendo em vista o critério de simulação estabelecido para o mínimo valor singular.

Tabela 4-18: Sínteses da avaliação da MET – MRTS96.

MET	MW	(%)
Média	3740.80 MW	44.16 %
Máxima verificada	11742.12 MW	199.60 %
Mínima verificada	0.00 MW	0.00 %

A Figura 4-15 apresenta a função densidade de probabilidade associada à margem de estabilidade de tensão do sistema, caracterizando a distância até o ponto de colapso da tensão em termos da potência ativa (a), e em valores percentuais para o crescimento da carga (b). Por meio de análise da Figura 4-15 (a) é possível observar um comportamento uniforme, em que a distribuição das maiores probabilidades de ocorrência está relacionada a margem entre 0 – 5000 MW. A partir disso, ocorre um decaimento acentuado na probabilidade do sistema em possuir condições para suprir valores superiores à 7000 MW, aproximadamente. Esta distribuição se torna mais perceptível na Figura 4-15 (b), onde margens de até 50% possuem, aproximadamente, o mesmo valor de probabilidade de ocorrência associado.

Mesmo considerando o máximo aproveitamento da capacidade hídrica para condição de rede completa, o estresse da rede de transmissão ocasionado pelas condições de carga e escoamento da capacidade, corrobora para o risco de instabilidade no sistema ao avaliar o sistema MRTS96.

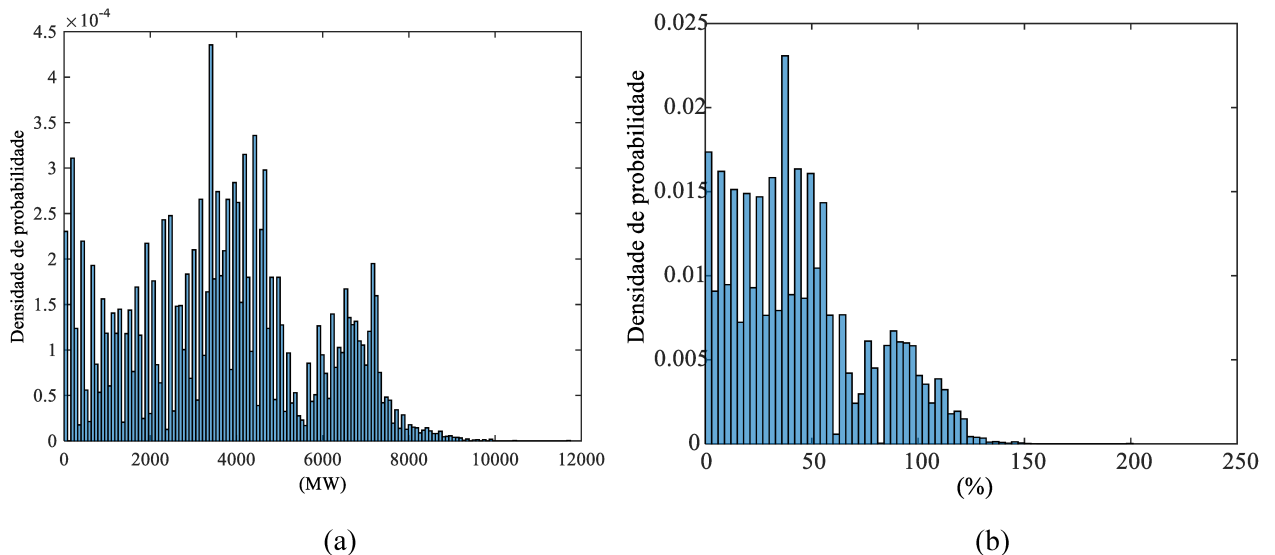


Figura 4-15: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão –MRTS96.

A condição de máximo uso da capacidade hídrica do sistema promoveu a área composta pelas barras 303 - 314 como a mais sensível à instabilidade da tensão. A Figura 4-16 apresenta a função densidade de probabilidade associada a variação da tensão para as três barras mais críticas observadas (303, 306 e 310). Ao alcançar o ponto crítico, nota-se nas distribuições

um acentuado pico de probabilidade entre 0 – 0.25 pu, enquanto que variações superiores a essa ocorrem esporadicamente.

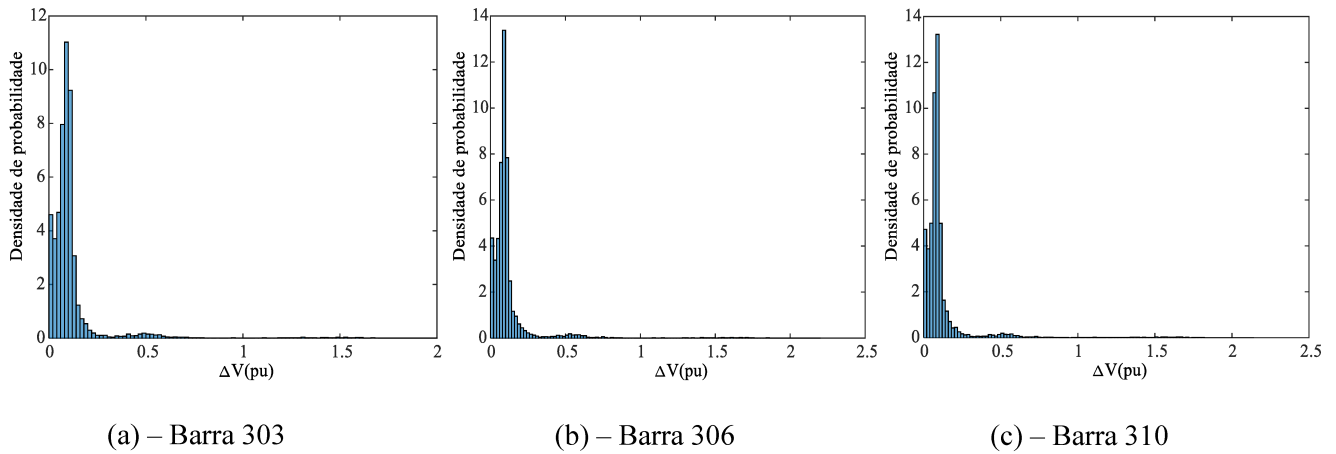


Figura 4-16: Densidade de probabilidade da variação de tensão nas barras críticas – MRTS96.

4.3.5 Considerações finais sobre os casos avaliados

Para a configuração RTS96REN onde a expansão do parque produtor promoveu a substituição de unidades térmicas convencionais pela geração eólica intermitente, o congestionamento dos circuitos de transmissão responsáveis pelo escoamento destas centrais está relacionado a um desperdício de energia eólica de 115.81 GWh/ano. Consequentemente ao considerar a configuração MRTS96REN, o estresse do sistema de transmissão elevou o desperdício renovável à 1804.64 GWh/ano. Este comportamento se estendeu para os outros dois casos hidrotérmicos RTS96 e MRTS96 avaliados, verificando-se uma diferença de 3.38 GWh/ano para 1199.92 GWh/ano no valor estimado para o desperdício da geração hidráulica em função das restrições de transmissão, respectivamente.

Considerando a perspectiva da capacidade instalada e demanda máxima, a Tabela 4-19 apresenta os valores médios para a margens de estabilidade de tensão do sistema durante a condição de máximo aproveitamento da geração renovável, considerando todos os sistemas avaliados.

Tabela 4-19: Capacidade de geração, demanda e MET média para os sistemas avaliados.

Sistema	RTS96REN	MRTS96REN	RTS96	MRTS96
Capacidade instalada (MW)	13996 MW 28.29% (eólica) 27.66% (hidro) 44.05% (térn.)	27992 MW 28.29% (eólica) 27.66% (hidro) 44.05% (térn.)	10215 MW 9% (hidro) 91% (térn.)	20430 MW 9% (hidro) 91% (térn.)
Demanda máxima (MW)	8550 MW	17100 MW	8550 MW	17100 MW
MET média (MW)	5466 MW	5863 MW	4773 MW	3741 MW

A comparação entre os resultados dos casos RTS96 e RTS96REN permite averiguar que para esta topologia características do sistema teste, a expansão para uma configuração com elevada participação renovável, no tocante ao descomissionamento de unidades térmicas por centrais eólicas e hídricas, promoveram um aumento expressivo de 14.52% no valor médio da margem de estabilidade da tensão do sistema, principalmente ao promover as avaliações considerando o máximo despacho eólico. Ao observar o caso MRTS96REN, o aumento da capacidade instalada para fazer frente ao crescimento da demanda, embora promova um maior estresse nos circuitos da transmissão, corroborou com um ligeiro aumento no valor médio da margem de estabilidade se comparado ao caso RTS96REN. Diferente do caso hidrotérmico MRTS96, onde a geração renovável ocupa apenas 9% da capacidade total, a sobrecarga na rede de transmissão é responsável pela maior degradação do valor médio da margem.

A avaliação probabilística associada ao conjunto de séries eólicas e hidrológicas distintas, permitiu observar a dispersão estatística para o comportamento da margem de estabilidade da tensão. O gráfico da Figura 4-17 apresenta uma síntese com o valor médio, máximo em mínimo verificado para os casos estudados.

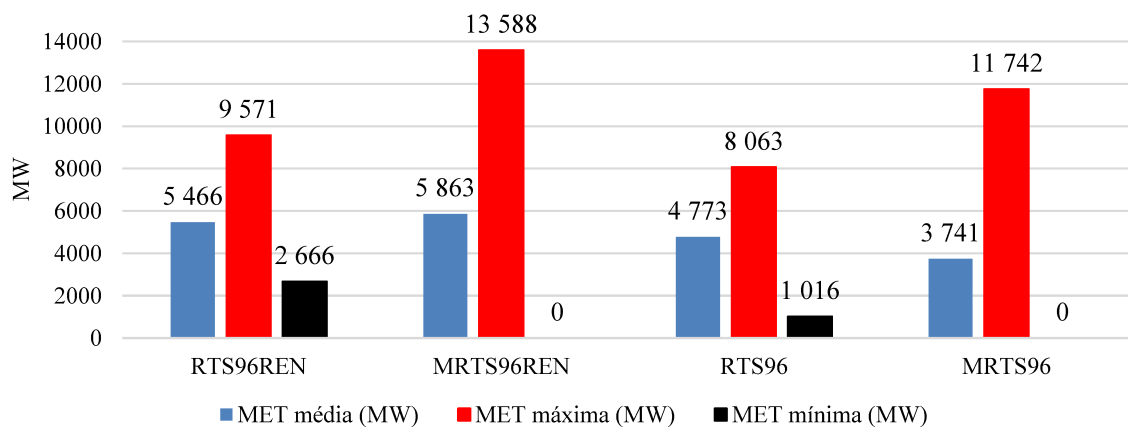


Figura 4-17: Comportamento médio, máximo e mínimo da MET para cada sistema.

Para o cenário de máximo despacho eólico, os sistemas RTS96REN e RTS96 caracterizam-se por possuírem o risco de uma margem mínima de 2666 MW e 1016 MW, respectivamente. Embora identifique-se a sobrecarga de circuitos específicos da transmissão responsáveis pelo desperdício renovável, o aumento da capacidade das fontes eólicas espacialmente distribuídas para este sistema teste, promoveu um substancial aumento nas condições para estabilidade de tensão em regime permanente, preservando ainda mais a segurança do sistema frente ao risco de colapso da tensão. Entretanto, a relação existente entre o aumento da capacidade renovável com o crescimento da margem de estabilidade é delimitada pela capacidade dos circuitos de transmissão. Embora o sistema MRTS96REN possua a maior capacidade de geração entre as demais configurações, a condição de máximo despacho eólico é capaz de suprir uma margem de até 13588 MW, como também condicionar estados muito próximos do ponto de colapso da tensão, onde verificou-se a inexistência de margem para a estabilidade da tensão sistêmica, no âmbito dos critérios considerados para interpretação da proximidade do ponto crítico. Consequentemente, a expansão do parque produtor sem observar os aspectos associados a expansão da rede de transmissão acarretam, ao condicionar o máximo aproveitamento da geração renovável disponível, uma degradação no desempenho da estabilidade da tensão.

Embora a sobrecarga da rede elétrica seja um aspecto condicionante a instabilidade no sistema de potência, de modo geral, os resultados da simulação mostram que para os sistemas testes avaliados, a capacidade de suprir a margem de estabilidade da tensão em regime permanente tende a ser aumentado à medida que ocorre um acréscimo na capacidade da geração renovável. Nesse contexto, pode-se ressaltar a robustez do sistema elétrico analisado, inerente a configuração RTS96, caracterizado por ser uma rede de transmissão densamente malhada e interconectada com algumas centrais de geração próximas dos grandes centros de carga.

Ainda que a simulação probabilística seja capaz de fornecer resultados estatísticos relacionados ao comportamento da margem no sistema, a utilização e interpretação dessas informações por parte de um decisor torna-se um aspecto importante durante as avaliações. Nesse sentido, uma análise considerando os limites de segurança para margem mínima tipicamente utilizados para avaliar o risco de colapso de tensão nos estudos determinísticos (conforme mencionados no item 2.2), por exemplo, podem vir a serem úteis para balizarem a interpretação da distribuição de probabilidades da margem de estabilidade da tensão no sistema, de modo a auxiliar em uma possível classificação/indicação acerca do risco de instabilidade para os casos avaliados.

De modo geral, a consideração das incertezas associada a produção eólica por meio de séries temporais que refletem a variabilidade horária do recurso, refletem um melhor entendimento e representação da capacidade do sistema para subsidiar a análise estática da tensão. A constatação de um acréscimo na capacidade da margem de estabilidade da tensão mediante ao aumento na participação da geração renovável não convencional no sistema é um efeito também observado por alguns trabalhos da literatura técnica (LIN e LEI, 2013) (XIA, ZHENG, *et al.*, 2021) (ALZUBAIDI, HASAN, *et al.*, 2021).

4.3.5.1 Avaliação dos melhores pontos do sistema para geração de energia reativa.

A variação média das tensões nodais (ΔV) verificadas durante o crescimento sucessivo do carregamento do sistema até o ponto crítico, considerando a avaliação dos casos RTS96REN e RTS96, são apresentados pelo gráfico da Figura 4-18. A comparação destes resultados permite verificar os impactos entre a alternativa de sistema com maior presença de fontes renováveis não convencionais (eólica), e o sistema convencional hidrotérmico. Por meio desta análise é possível caracterizar os pontos do sistema mais sensíveis à estabilidade da tensão, e que para a perspectiva do planejamento de longo prazo podem configurar os locais com maior necessidade de geração de potência reativa, com objetivo de minimizar os riscos futuros de instabilidade e/ou colapso da tensão.

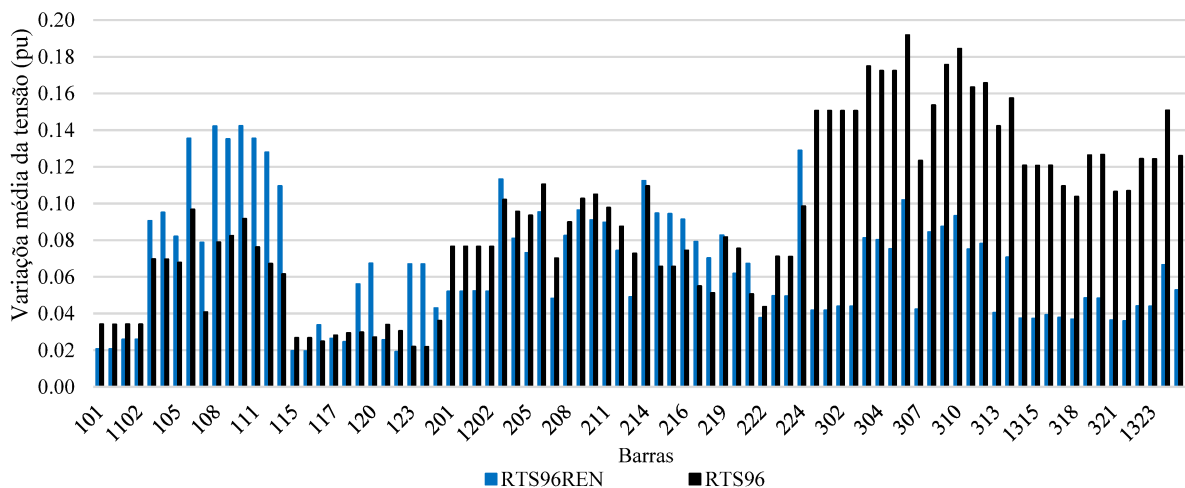


Figura 4-18: Variação média da tensão nas barras do sistema RTS96REN e RTS96.

Com exceção de algumas barras, nota-se de modo geral, que a avaliação do máximo despacho eólico promoveu uma ligeira diminuição nos valores de ΔV durante a avaliação da estabilidade da tensão no sistema RTS96REN. Observa-se que a grande maioria das barras que

receberam a conexão de fontes eólicas (101, 115, 201, 301 e 315), a variação média da tensão nestes pontos sofreu redução. Por outro lado, a área dos nós 103-114 constitui a principal região do sistema onde agravou-se a sensibilidade das tensões nodais. Ao promover um sistema com maior conexão de fontes renováveis convencionais e não convencionais, a capacidade de suprir potência reativa do parque gerador passou de 3096 para 5661 MVar (correspondente a um aumento de 82.84 %), o que corrobora com uma ampliação da reserva de reativos no sistema para controle da magnitude das tensões.

Embora a análise do caso RTS96REN indique um sistema relativamente seguro do ponto de vista da estabilidade da tensão em regime permanente (vide 4.3.1), com base no diagnóstico apresentado pelo gráfico da Figura 4-18, uma alternativa foi avaliada considerando o acréscimo na compensação reativa local, partindo das barras mais críticas identificadas, com intuito de verificar os benefícios sobre a margem de estabilidade sistêmica. Dessa forma, 4 bancos capacitivos em derivação com capacidade de 25 MVar foram conectados às barras 106, 108, 101 e 224, totalizando um acréscimo de potência reativa de 100 MVar ao sistema. Esse tipo de solução tem como uma das finalidades básicas promover a correção dos níveis de tensão e elevação da capacidade de transmissão, sendo uma recomendação usual durante os estudos iniciais de planejamento em regime permanente.

Ao promover a compensação reativa local por meio de valores típicos para bancos de capacitores, a capacidade média da margem de estabilidade da tensão passou para 5515.27 MW, o que corresponde a um ligeiro aumento de 49 MW se comparada ao valor médio do caso RTS96REN base (5465 MW). Mesmo possuindo uma probabilidade baixa de ocorrência, a margem mínima verificada no sistema foi de 2793 MW, o que corresponde a um aumento de 127 MW em relação a margem mínima verificada no caso RTS9REN base (2666 MW). Mesmo que o sistema RTS96REN se mostre relativamente robusto durante a condição de máximo despacho das fontes eólicas, este comportamento ajuda a evidenciar o fortalecimento da estabilidade estática da tensão, mediante a indicação de pequenos reforços pontuais na rede direcionados com auxílio dos resultados obtidos com a simulação do FPC.

4.4 AVALIAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO NO SISTEMA SOB CONTINGÊNCIAS

Ao considerar a inclusão de um critério determinístico na metodologia probabilística, esta seção apresenta as impressões relacionadas a avaliação do fluxo de potência cronológico

do sistema RTS96REN sob contingência de circuitos específicos, previamente determinados. A escolha ou determinação do critério determinístico, recorrentemente usado em avaliações da confiabilidade preventiva (DA SILVA, RESENDE, *et al.*, 2004) (RESENDE, 2006), depende muito do sistema em estudo e da política de planejamento. Um critério determinístico amplamente utilizado por operadores e planejadores de sistemas de potência é o critério N-1.

Deste modo, mesmo considerando contingências simples no sistema de transmissão, a estabilidade da tensão é avaliada mantendo o máximo despacho das fontes eólicas durante a avaliação do 3º e 4º estágio. As impressões obtidas permitem verificar o impacto do critério N-1 no sistema, considerando perspectiva do máximo aproveitamento das fontes renováveis não convencionais conectadas ao sistema.

A Tabela 4-20 apresenta a lista de contingências utilizada para avaliação do método. Uma lista de contingências adaptada à configuração RTS96 foi selecionada (RESENDE, 2006), da qual uma ordenação inteligente baseada nos fatores de probabilidade e frequência de ocorrência foi utilizada para listagem dos circuitos. Adicionalmente, alguns dos trechos mais suscetíveis a sobrecarga e responsáveis pelo desperdício eólico, verificados anteriormente na avaliação do caso RST96REN, foram inseridos à lista.

Tabela 4-20: Lista de contingência N-1 - Sistema RTS96REN.

Circuito
215 – 224
214 – 216
210 – 212
210 – 211
209 – 212
209 – 211
203 – 224
101 – 102
301 – 302
101 – 105
301 – 305
105 – 110

4.4.1 Avaliação da lista de contingências para o sistema RTS96REN

Novamente, o critério de parada da SMC foi estabelecido em 5% para os coeficientes de variância associados aos índices $EWES_{G\&T}$ e $EWES_T$. A Figura 4-19 apresenta os resultados

de aplicação da lista de contingências, referente ao despenho do sistema em termos do valor médio, máximo e mínimo da margem de estabilidade da tensão em regime permanente, na condição de máximo despacho renovável. A parametrização do fluxo de potência continuado seguiu com um incremento uniforme na demanda do sistema de 1%, e um limite de 0.075 para o mínimo valor singular da matriz J como critério de parada para estimação da margem.

Ao verificar o valor médio das margens obtidas, nota-se que o impacto das contingências simples na rede reflete em valores relativamente próximos ao valor médio constatados para o caso de rede completa (5466 MW). A contingência do circuito 214-216 mostrou-se a mais crítica, condicionando o menor valor médio associado ao comportamento da margem (4919 MW). Também se faz notar que, na condição de contingência simples dos circuitos diretamente conectados as centrais eólicas (101-105, 301-305 e 105-110), alguns estados avaliados não apresentam margem de estabilidade mínima, denotando a ocorrência de estados onde a matriz J encontra-se já muito próxima da singularidade, no contexto da parametrização utilizada na simulação.

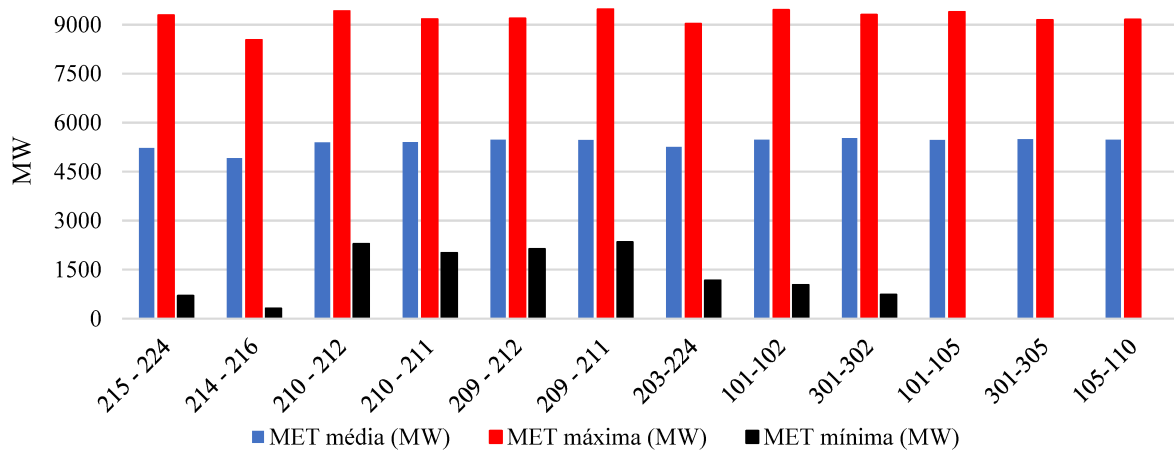


Figura 4-19: Dispersão dos valores da MET para as contingências N-1.

O gráfico da Figura 4-20 apresenta a variação média da tensão para todas as barras do sistema, considerando a simulação de todas as contingências listadas. A região constituída pelas barras 106 – 114 se mostrou como a mais sensível à variação da tensão mediante o crescimento da demanda. Estes podem constituir os melhores pontos do sistema para futura alocação de compensação, a fim aumentar a reserva de potência reativa nesta região, e conseqüentemente minimizar o risco de colapso da tensão associado a probabilidade de ocorrer estados com margem nula, quando experimento o critério N-1.

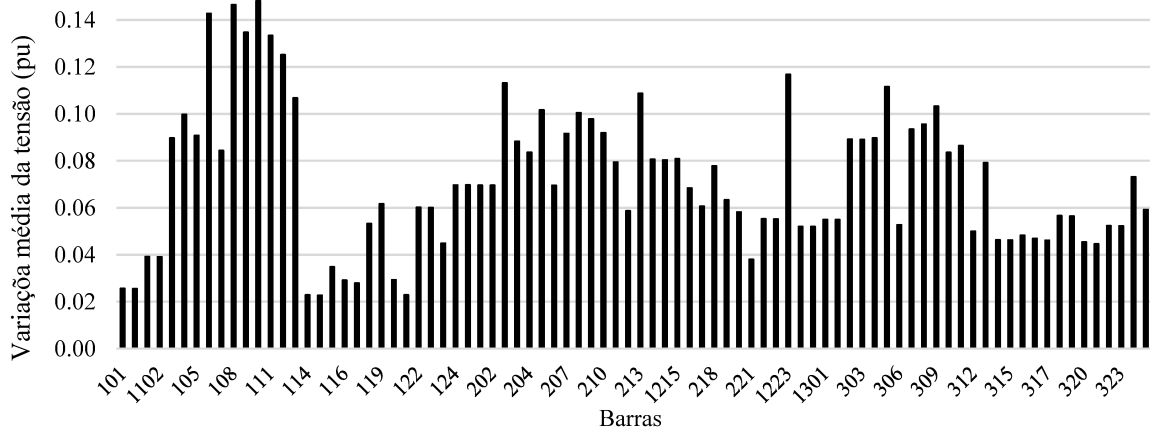


Figura 4-20: Variação média das tensões nodais - Sistema RTS96REN sob contingências N-1.

O gráfico da Figura 4-21 ilustra a estimativa do desperdício de energia eólica associado as restrições de transmissão ($EWES_T$) para cada contingência avaliada. De fato, a saída de operação dos circuitos mais suscetíveis a violações anteriormente identificados, e diretamente responsáveis pelo escoamento das centrais eólicas (101-102, 301-302, 101-105, 301-305 e 105-110) são responsáveis por sobrecarregarem ainda mais a rede de transmissão, e duplicarem o desperdício da energia renovável no sistema. Sob a perspectiva do critério N-1, o incremento no reforço destes circuitos pode promover soluções de rede ainda mais robustas para o aproveitamento da capacidade renovável disponível.

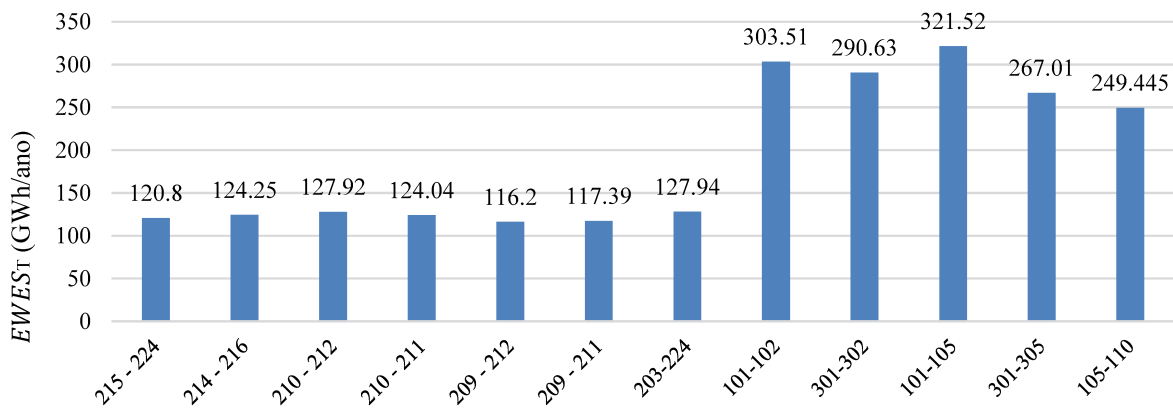


Figura 4-21: Índice $EWES_T$ para as contingências N-1.

Para avaliação da contingência 214-216 tomada como mais crítica do ponto de vista do valor médio para margem de estabilidade, e os resultados para avaliação da contingência do circuito 101-105 identificada como crítica por apresentar a maior estimativa de desperdício de energia renovável, os resultados estatísticos relacionadas a violações de transmissão e margem

de estabilidade da tensão são apresentados na sequência. A avaliação das demais contingências são apresentadas no Apêndice B.

4.4.2 Contingência 214-216

Os dados estatísticos para violação da capacidade de transmissão relacionados aos 12 circuitos mais suscetíveis à sobrecarga e ordenados pela violação média, são apresentados pela Tabela 4-21. Um total 153935 estados foram avaliados pelo fluxo de potência AC no 3º estágio, dos quais todos encontraram convergência numérica. O circuito 101-102 manteve-se com a maior probabilidade de violação da capacidade de transmissão e violação média.

Tabela 4-21: Estatísticas de violação na rede – RTS96REN sob contingência 214–216.

Barra de	Barra para	Probabilidade de violação (%)	Variação média	
			(MVA)	Em relação a capacidade nominal da linha (%)
101	102	8.29	4.84	2.77
301	302	6.80	2.75	1.57
101	105	6.92	2.47	1.41
301	305	7.31	1.43	0.82
105	110	2.53	0.46	0.26
102	104	1.16	0.12	0.07
201	202	0.67	0.11	0.06
305	310	0.85	0.08	0.05
301	303	0.60	0.04	0.02
106	110	0.95	0.04	0.02
325	121	0.12	0.04	0.01
101	103	0.22	0.02	0.01

A Figura 4-15 apresenta a função densidade de probabilidade associada à margem de estabilidade de tensão do sistema, caracterizando a distância até o ponto de colapso da tensão em termos da potência ativa (a), e em valores percentuais para o crescimento da carga (b). Considerando o máximo aproveitamento da capacidade eólica para condição de rede incompleta, o valor mínimo constatado para margem de estabilidade foi de 310 MW sendo equivalente a um aumento de 4.50% na demanda no estado analisado. O valor de máximo verificado foi de 8533 MW, coincidente ao crescimento de 255% da demanda do estado avaliado. Conforme Figura 4-15 (a), para o cenário de contingência avaliado, existe uma maior probabilidade de ocorrerem margens entre 4500 – 6000 MW. Valores superiores a esta faixa apresentam uma probabilidade de ocorrência reduzida exponencialmente. Na Figura 4-15 (b), nota-se que o sistema possui maiores probabilidades em suprir margens entre 75% e 125%.

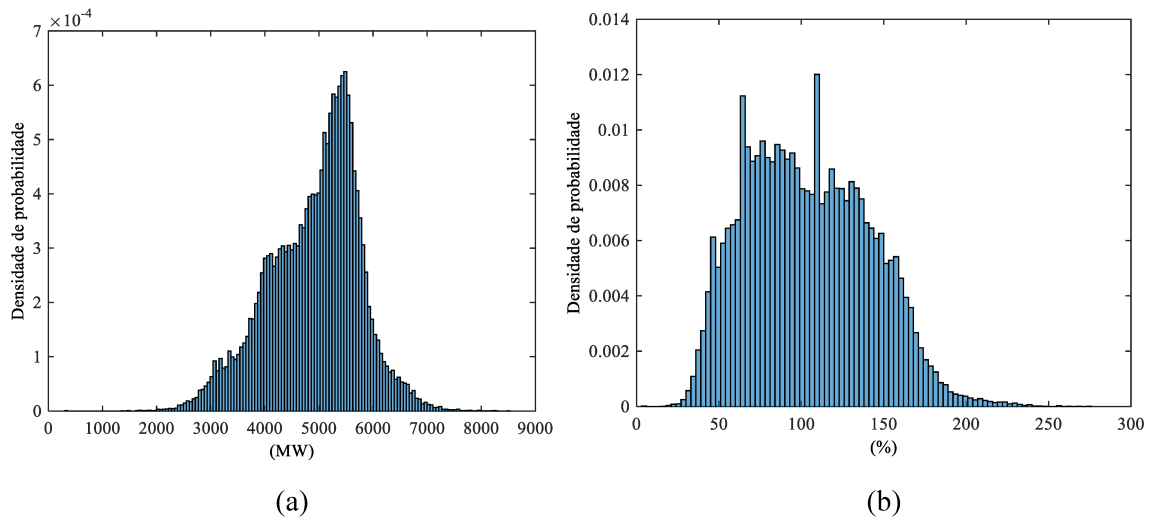


Figura 4-22: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão – RTS96REN sob contingência 214-216.

4.4.3 Contingência 101-105

Ao considerar a saída de operação do trecho 101-105 – associado ao escoamento da produção de uma central eólica de 797.5 MW conectada à barra 101 – os dados estatísticos para violação da capacidade de transmissão relacionados aos 18 circuitos mais suscetíveis à sobrecarga e ordenados pela violação média são apresentados pela Tabela 4-22. Neste estudo um total 131567 estados foram avaliados pelo fluxo de potência AC no 3º estágio, dos quais 8 (0.006%) não encontraram convergência numérica. Ao considerar a saída de operação do trecho 101-105, os demais circuitos da região tornaram-se mais estressados e suscetíveis a violação.

Tabela 4-22: Estatísticas de violação na rede –RTS96REN sob contingência 101-105.

Barra de	Barra para	Probabilidade de violação (%)	Violação média	
			(MVA)	Em relação a capacidade nominal da linha (%)
101	102	20.43	22.72	12.98
106	110	15.9	4.82	2.75
102	106	8.66	3.69	2.11
102	104	7.81	3.17	1.81
301	302	8.53	2.95	1.69
101	103	6.15	1.93	1.10
301	305	7.79	1.49	0.85
104	109	2.57	0.43	0.25
115	116	0.26	0.09	0.02
301	303	0.67	0.09	0.05
201	202	0.34	0.07	0.04
305	310	0.81	0.07	0.04
306	310	0.45	0.04	0.02
318	223	0.12	0.03	0.01

302	304	0.3	0.02	0.01
113	215	0.02	0.02	0.004
325	121	0.04	0.01	0.002
116	119	0.02	0.01	0.002

A Figura 4-15 apresenta a função densidade de probabilidade associada à margem de estabilidade de tensão do sistema, caracterizando a distância até o ponto de colapso da tensão em termos da potência ativa (a), e em valores percentuais para o crescimento da carga (b). Como supracitado, nesta avaliação verificou-se a ocorrência de situações em que o ponto de operação avaliado não apresenta margem. O valor mínimo de zero está associado a uma probabilidade baixa de estados onde a matriz J já apresenta um mínimo valor singular inferior ao limite estabelecido para a definição do ponto crítico, denotando a inexistência de margem de estabilidade no contexto do critério de parada empregado para execução do método continuado. Por outro lado, o valor de margem máxima constatado foi de 9389 MW, coincidente ao crescimento de 232% da demanda do estado avaliado. A distribuição de probabilidade bimodal verificada para o comportamento da margem de estabilidade do sistema nesta avaliação é semelhante ao aos resultados verificado no estudo anterior da seção 4.3.1, quando considerado rede completa. Enquanto o pico principal indica a maior probabilidade de margens próximas 6000 MW para o sistema, o pico local está relacionado a valores na ordem de 5000 MW.

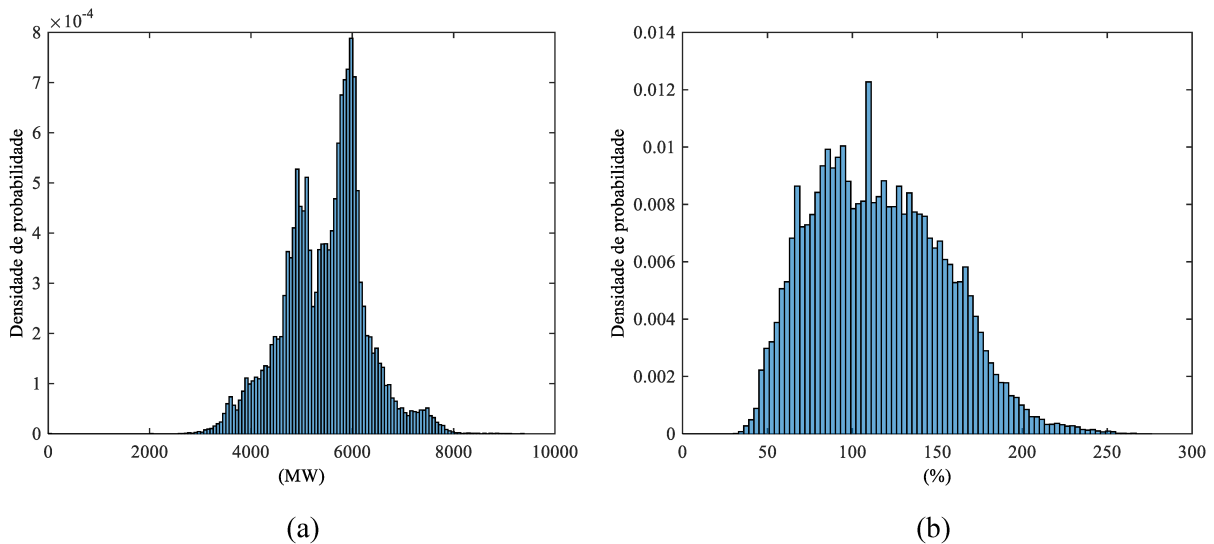


Figura 4-23: Densidade de probabilidade para a margem de estabilidade da tensão – RTS96REN sob contingência 101-105.

4.4.4 Considerações finais sobre os casos avaliados

O principal impacto ocasionado em um cenário de contingência simples está associado ao trecho 101-105. Onde verificou-se a probabilidade, mesmo que baixa, de momentos de máximo escoamento da capacidade eólico estarem relacionados a ocorrência de estados muito próximos do ponto crítico.

Uma análise considerando os limites de segurança típicos especificados para os estudos determinístico da margem de estabilidade permite, de certa forma, avaliar o risco da contingência do trecho 214-216. A margem mínima verificada de 4.50% é inferior ao limite mínimo para condição de rede sob contingência simples N-1, ao considerar o critério de 6% utilizado para elaboração dos estudos estáticos para segurança da tensão no planejamento de longo-prazo (CCPE, 2002). Para perspectiva do critério utilizado pelo operador (ONS, 2021), de 4%, a margem mínima é adequada.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresentam-se as conclusões do estudo e a proposta de trabalhos futuros. Se do ponto de vista energético o incentivo e utilização crescente de geradores não convencionais para produção de energia elétrica (i.e., eólica, solar, etc.) acarretam um parque produtor cada vez mais renovável, da perspectiva do desempenho elétrico, o progressivo aumento da capacidade instalada baseada nestas tecnologias acabam promovendo maiores preocupações por parte dos operadores e planejadores, no sentido de buscar um melhor entendimento do impacto ocasionado sob o desempenho da estabilidade e segurança do sistema elétrico. A penetração de fontes renováveis não convencionais, representada neste trabalho em grande parte pela capacidade eólica, deve impactar significativamente o comportamento do sistema futuro.

5.1 CONCLUSÕES

No campo da estabilidade de tensão, pode-se observar como a análise estática permite, de forma prática, estimar a margem do sistema e identificar situações que possam evoluir ou agravar o risco de colapso da tensão, sendo uma avaliação recorrente aos estudos elétricos tratados sob a ótica dos horizontes de curto e longo prazo. No horizonte de curto-prazo, onde a infraestrutura em geração e transmissão já estabelecida permite um maior detalhamento na modelagem da rede, as incertezas relacionadas aos detalhes construtivos da transmissão e ao comportamento do sistema são reduzidas. Desse modo, uma abordagem determinística para definição da margem de estabilidade é utilizada com objetivo de determinar as configurações operativas mais seguras. Adicionalmente, a avaliação estática é complementada pelas análises dinâmicas com objetivo de verificar a estabilidade da tensão em regime transitório. Embora o horizonte da operação permita a elaboração de estudos determinísticos mais assertivos, a inserção de fontes renováveis não convencionais ainda implica em um grau de incertezas relacionadas a previsão do comportamento intermitente no despacho destes geradores.

A partir de uma abordagem probabilística, a proposta de trabalho buscou tratar de forma ampla nos estudos, os dois seguintes aspectos: reforçar a necessidade de avaliação da estabilidade da tensão no horizonte de longo-prazo, e destacar presença/impacto das fontes renováveis não convencionais nos estudos de planejamento para expansão do sistema elétrico. Embora a análise estática da estabilidade de tensão seja indicada nos estudos iniciais de

planejamento, o grau de incertezas não é adequadamente tratado por meio das análises tipicamente realizadas de forma determinística. De modo a fazer frente a esta abordagem, os resultados alcançados via simulação probabilística permitiram avaliar o comportamento estatístico da margem para estabilidade da tensão sistêmica, levando em conta a previsão horária associadas a disponibilidade da capacidade eólica e ao comportamento cronológico da carga.

Os aspectos relacionados a conexão de fontes renováveis no longo-prazo balizaram-se na ideia de promover a avaliação da estabilidade mediante o máximo aproveitamento da capacidade eólica disponível nos sistemas avaliados. Ao adotar essa premissa, tendo em vista as tendências impostas pela transição energética, tais impressões ajudam a compreender o desempenho da estabilidade da tensão, visando condições para promover um sistema ainda mais robusto e adaptável ao máximo uso da geração por meio de fontes renováveis. Entende-se que as mudanças promovidas pela transição energética, aqui caracterizada pela expansão do sistema para abrigar uma maior capacidade de geração não convencional, reforçam a necessidade de se monitorar o a performance da estabilidade da tensão durante o processo de planejamento da expansão.

Nesse sentido, a metodologia de análise proposta, baseada no conceito do fluxo de potência cronológico está amparada em um processo de simulação sequencial do espaço de estados, que além de estimar o desperdício de energia renovável no sistema e indicar as soluções estruturais para minimiza o desperdício renovável (circuitos sobrecarregados), permitiu obter a partir utilização de um modelo não-linear para solução do fluxo de potência, o comportamento probabilístico da margem de estabilidade do sistema.

O método desenvolvido foi aplicado aos sistemas teste RTS96REN e MRTS96REN, que são caracterizados como sistemas com elevada participação de fontes de produção hidráulica e eólica, resultantes da substituição de centrais térmicas convencionais. Buscando promover certas comparações com o modelo de sistema hidrotérmico convencional, os casos RTS96 e MRTS96 foram também avaliados. O primeiro estudo consiste em uma validação da ferramenta para avaliação do fluxo de potência cronológico, incluindo o método para avaliação do fluxo de potência não-linear em um dos estágios. A partir do fluxo de potência cronológico ampliado para obter impressões acerca da estabilidade de tensão, o segundo estudo foi aplicado para todos os sistemas testes descritos. Por fim, mantendo a perspectiva do máximo aproveitamento das fontes eólica conectadas ao sistema, a terceira abordagem permitiu observar

o impacto sob a estabilidade da tensão ao considerar na avaliação uma lista de contingências aplicada a configuração RTS96REN.

Em comparação a configuração hidrotérmica (RTS96), a alternativa de sistema que considera o descomissionamento de unidades térmicas para dar espaço a uma maior participação de fontes renováveis não convencionais (RTS96REN) promoveu um melhor desempenho para o comportamento da margem de estabilidade, ao condicionar o máximo despacho de fontes eólicas conectadas ao sistema. Ao considerar a avaliação do máximo aproveitamento eólico em um cenário de rede incompleta (N-1), as contingências de circuitos experimentadas no sistema RTS96REN indicaram um comportamento da margem de estabilidade relativamente próximo ao caso de rede completa. A relação existente entre o crescimento dos valores de margem com o aumento da capacidade renovável instalada, principalmente corroborada pela implantação de novas centrais eólicas espacialmente distribuídas pelo sistema, é delimitado pela capacidade da rede de transmissão. Evidencia-se que os sistemas testados em simulação se caracterizam por possuírem uma rede de transmissão densamente malhada, o que proporciona um sistema robusto para atendimento da carga e manutenção dos níveis de tensão através do suporte de potência reativa.

No contexto das aplicações realizadas, a metodologia baseada no conceito do fluxo de potência cronológico estendido para análise estática da tensão pode encontrar aplicabilidade na elaboração e análise de alternativas de planejamento da transmissão quando pretende-se avaliar o descomissionamento de parques térmicos convencionais para dar espaço à implantação de novas fontes renováveis não convencionais.

5.2 TRABALHOS FUTUROS

A expansão natural deste trabalho passa por promover a extensão de algumas análises e aprimoramento da metodologia, como por exemplo:

- Promover a análise para sistemas reais de grande porte, contemplando a expansão e presença de outras tecnologias associadas a geração renovável não convencional;
- Promover a avaliação da estabilidade da tensão em um sistema de transmissão híbrido (caracterizado pela conexão de geradores síncronos e assíncronos, transmissão em CCAT, etc.);

- Estudar o aprimoramento na metodologia para avaliação da estabilidade de tensão em regime permanente, explorando técnicas de otimização;
- Investigar o impacto no comportamento da estabilidade da tensão ao integrar a modelagem de incertezas internas e externas a simulação probabilística;
- Posicionar as análises da estabilidade de tensão no escopo do planejamento, tendo em vista outras mudanças tecnológicas proporcionadas pela transição energética.

REFERÊNCIAS

- AESO. **Transmission Planning Criteria - Basis and Assumptions**. Canadá. 2019.
- AFFONS, C. D. M.; SILVA, L. C. P.; SILVA, L. J. Avaliação da estabilidade de tensão do sistemas brasileiro - um caso de estudo. **Revista Controle & Automação**, v. 19, n. 3, p. 327 - 336, Agosto e Setembro 2008.
- AJJARAPU, ; CHRISTY,. The Continuation Power Flow: a Tool for Steady State Voltage Stability Analysis. **IEEE Trans. Power System**, 7, 1992. 416-422.
- AJJARAPU, V.; LAU, P. L.; BATTULA, S. An optimal reactive power planning strategy against voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 2, p. 906 - 917, May 1994.
- AJJARAPU, V.; LEE, B. Bibliography on Voltages Stability. **IEEE Transactions on Power System**, v. 13, n. 1, 1998.
- ALVES, D. A. et al. Continuation method parameterized by power losses. **2000 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.00CH37077)**, August 2000.
- ALZUBAIDI, ; HASAN, K. N.; MEEGAHAPOLA,. Impact of Probabilistic Modelling of Wind Speed on Power System Voltage Profile and Voltage Stability Analysis. **Electric Power Systems Research**, v. 206, Maio 2022. ISSN ISSN 0378-7796.
- ALZUBAIDI, et al. Probabilistic Voltage Stability Analysis Considering Variable Wind Generation and Different Control Modes. **Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)**, n. 31, p. 6, September 2021.
- BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability Evaluation of Power Systems**. 2^a. ed. New York: Plenum Press, 1996.
- BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods**. New York: Plenum Press, 1994.
- CANIZARES, C.; ALVARADO, F. Point of collapse and continuation methods for large ac/dc systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, p. 1-8, 1993.
- CCPE. **Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão**. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. [S.l.], p. 144. 2002.
- CHEN, H. et al. A Solution of Static Voltage Stability Assessment Based on PQ Plane Analysis Incorporating Load Uncertainty. **IEEE**, 2015.
- CIGRE. Methods for planning under uncertainty - towards flexibility in power system development. **ELECTRA Working Group 37.10**, n. 161, p. 143-164, 1995.
- CNDC. **Memoria anual 2020 - Resultados de la operacion del SIN**. Comité Nacional de Despacho de Carga. [S.l.]. 2020.
- CNDC. **Comité Nacional de Despacho de Carga**, 2022. Disponível em: <www.cndc.bo>.

Acesso em: 30 Março 2022.

CONDENGA, S. Y. C. **Metodologia para Determinação da Margem de Estabilidade de Tensão sob a Perspectiva da Expansão e da Operação de Sistema de Potência**. Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Belo Horizonte, p. 114. 2013.

DA SILVA, A. M. L. et al. Well-Being Analysis for Composite Generation and Transmission Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, p. 1763 - 1770, Nov. 2004.

DENG, ; ZHANG, ; DING,. The Risk-Based Assessment of Static Voltage Stability Issues with Consideration of Load and Wind Power Uncertainties. **IEEE**, Wuhan, China, 2015.

DIERKES, S. et al. Impact of Distributed Reactive Power Control of Renewable Energy Sources in Smart Grids on Voltage Stability of the Power System. **2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)**, p. 119-126, 2014.

DOBSON, I. et al. Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools. **Power System Stability Subcommittee Special Publication**, August 2002.

DOS SANTOS,. **Estratégias de Análise em Regime Permanente para Avaliação de Confiabilidade Composta de Sistemas de Energia Elétrica**. Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Florianópolis, p. 172. 2019.

ENTSO-E. **Technical Background and Recommendations for Defence Plans in the Continental Europe Synchronous Area**. ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity. [S.l.], p. 85. 2011.

ENTSO-E. **Dynamic Security Assessment (DSA)**. ENTSO-E. [S.l.]. 2017.

EPE. Nota Técnica DEA 003/2019 Metodologia: Modelo de Projeção da Demanda de Eletricidade, 2019.

EPE. **Diretrizes para a elaboração dos relatórios técnicos para a licitação de novas instalações da Rede Básica**. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). [S.l.], p. 153. 2020.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. MME - Ministério de Minas e Energia. [S.l.]. 2020.

EPE. **Desempenho Dinâmico do Sistema de SP no Horizonte de Médio/Longo Prazo**. Empresa de Pesquisa Energética. [S.l.]. 2021.

EPE. **Nota Técnica EPE/DEE/011/2021-R0, Geração Eólica e Fotovoltaica – Dados de entrada para modelos energéticos: metodologias e premissas**. Empresa de Pesquisa Energética.. [S.l.]. 2021.

EUROPEAN COMMISSION. Renewable energy directive. **European Commission, Energy**, 2021. Disponível em: <https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en>.

FERNANDES, C. E. M. **Máximo Carregamento em Sistemas de Potência com Restrições de Reserva de Geração**. UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, p. 73. 2006.

FERNANDES, C. E. M. **Máximo Carregamento em Sistemas de Potência com Restrições**

de Reserva de Geração. Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Florianópolis, p. 73. 2006.

FILHO, J. M. **Aspectos Práticos e Teóricos na Análise de Estabilidade de Tensão.** Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Itajubá. 2006.

FLÁVIO , S. A. **Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão com Elevada Participação de Fontes Renováveis.** Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). Itajubá, p. 175. 2015.

FLÁVIO, S. A. et al. Reliability of Generation and Transmission Systems with Large Penetration of Renewable Sources. **CIGRE Symposium**, Recife, 2011.

GAO, ; MORISON, K.; KUNDUR, P. Voltage stability evaluation using modal analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, 7, 1992. 1529-1542.

GRANVILLE, S.; MELLO , J. C. O.; MELO, A. C. G. **Application of interior point methods to power flow unsolvability.** IEEE Transactions on Power Systems. [S.l.], p. 1096-1103. 1996.

GUEDES , R. B. D. L. **Aplicação de métodos estáticos para estudos do colapso de tensão em sistemas elétricos de potência.** Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 162. 2000.

HATZIARGYRIOU, N. et al. Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended. **IEEE Transactions on Power Systems**, 36, July 2021. 3271-3281.

HERNANDEZ , N. B. V. **Load Forecast Uncertainty Considerations in Bulk Electrical System Adequacy Assessment.** University of Saskatchewan. Saskatoon, p. 193. 2009.

HIRST, E.; SCHWEITZER, M. Electric-Utility Resource Planning and Decision-Making: The Importance of Uncertainty. *Risk Analysis*, n. 10, 1990. 137–146.

IEEE. The IEEE Reliability Test System - 1996. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 3, p. 1010 - 1020, Aug. 1999.

KAROU, K.; RESE, L.; SINDER, R. **Energy Systems of the Future: Integrating Variable Renewable Energy Sources: Product 3 – Power System Studies.** Deutsche Gesellschaft für Internationale (GIZ), Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Operador do Sistema Elétrico Nacional (ONS). [S.l.], p. 686. 2019.

KNMI. Climate and Services. **Koninklijk Netherlands Meteorological Institute (KNMI)**, 2010. Disponível em: <http://www.knmi.nl/klimatologie/onderzoeksgegevens/potentiele_wind/index.cgi?language=eng>.

KUNDUR , P. **Power System Stability and Control.** New York: McGraw-Hill, 1994.

KUNDUR, P. et al. Definition and Classification of Power System Stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, p. 15, May 2004.

LATORRE, G. et al. Classification of Publications and Models on Transmission Expansion Planning. **IEEE Trans. on Power Systems**, v. 18, p. 938 – 946, May 2003.

LEITE DA SILVA, A. M. et al. Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, p. 1047 - 1053, Nov, 1990.

LEITE DA SILVA, A. M. et al. Voltage collapse risk assessment. **Electric Power Systems Research**, p. 221–227, 2000.

LEITE DA SILVA, A. M. et al. Reliability Assessment of Time-Dependent Systems via Quasi-Sequential Monte Carlo Simulation. **Reliability Assessment of Time-Dependent Systems via Quasi-Sequential Monte Carlo Simulation**. **IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems**, 2010. 697 - 702.

LEITE DA SILVA, A. M. et al. Composite Reliability Assessment of Power Systems with Large Penetration of Renewable Sources, 2013.

LEMOS, F. A. B. **Aplicação de um método para análise estática de estabilidade de tensão**. Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC. Florianópolis, p. 106. 1994.

LI, **Probabilistic transmission system planning**. [S.l.]: IEEE Press Editorial Board, 2011.

LIN, ; LEI, S. Comprehensive Probability Analysis on Voltage Stability of Power Grid with Wind Farm Connected. **IEEE International Workshop on Intelligent Energy Systems (IWIES)**, 2013.

MANSO, L. A. D. F. et al. Chronological Power Flow for Planning Transmission Systems Considering Intermittent Sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, p. 2314 - 2322, Nov 2012.

MANSO, L. A. F. et al. Planejamento da Expansão da Transmissão sob Incertezas Internas e Externas. **XX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Recife, 22-25 Novembro 2009.

MARTINS, A. C. P. **Simulação estática do colapso de tensão através da resolução continuada de um fluxo de carga modificado**. Universidade de São Paulo - USP. São Carlos, p. 80. 2000.

MATEVOSYAN, et al. A Future With Inverter-Based Resources. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 19, n. 06, 18 October 2021.

MATOS, M. A. et al. "Probabilistic evaluation of reserve requirements of generation systems with renewable power sources: the Portuguese and Spanish cases. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 31, p. 562-569, May 2009.

MEEGAHAPOLA, et al. Power System Stability with Power-Electronic Converter Interfaced Renewable Power Generation: Present Issues and Future Trends. **Energies**, n. 13, p. 35, 2020.

MIRANDA, S. T. **Introdução do conceito de flexibilidade na avaliação da reserva operacional de longo prazo**. Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Florianópolis, p. 159. 2020.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgar Blucher Ltda, 1983.

MUÑOZ, J. et al. An Affine Arithmetic-Based Method for Voltage Stability Assessment of Power Systems With Intermittent Generation Sources. **IEEE Transactions on Power Systems**,

v. 28, n. 4, p. 4475-4487, November 2013.

NERC. **Reliability Guideline - Reactive Power Planning Reliability Guideline**. América do Norte. 2016.

ONS. **Diretrizes para a Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.l.], p. 230. 2013.

ONS. **Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.l.]. 2021.

ONS. **Submódulo 2.3 - Premissas, critérios e metodologias para estudos elétricos**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. [S.l.]. 2021.

OVERBYE, T. J. **A power flow measure for unsolvable cases**. IEEE Transactions on Power. [S.l.], p. 1359-1365. 1994.

PRADA, R. B. et al. Voltage stability assessment for real-time operation. **IET Proceedings - Generation Transmission and Distribution**, April 2002. ISSN 1350-2360.

RESENDE, L. C. **Avaliação da confiabilidade preventiva de sistemas elétricos de grande porte utilizando redes neurais**. Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. Itajubá, p. 167. 2006.

REZENDE, L. S. **Planejamento da expansão de sistema de transmissão: avaliação da metaheurísticas e critérios de segurança**. Universidade Federal de Itajubá. Itajubá. 2011.

RODRIGUES, A. B.; PRADA, R. B.; SILVA, M. D. G. Análise probabilística da estabilidade de tensão em sistemas compostos de geração e transmissão. **Revista Controle & Automação**, v. 21, p. 338-346, Julho e Agosto 2010.

ROSA, M. A. **Agent-based Technology Applied to Power Systems Reliability**. Faculty of Engineering of University of Porto. Porto, Portugal, p. 207. 2009.

RUBINSTEIN, ; KROESE, D. **Simulation and the Monte Carlo Method**. [S.l.]: [s.n.], v. 707, 2008.

RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 2. ed. [S.l.]: JOHN WILEY & SONS, INC, 2007.

SACRAMENTO, C. E. **Planejamento Dinâmico da Expansão de Sistemas de Subtransmissão Através de Metaheurística**. Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI). [S.l.]. 2007.

SALGADO, R. D. S. **Introdução aos sistemas de energia elétrica**, Florianópolis , 2016.

SALGADO, R. S. **Aspectos estáticos da estabilidade de tensão II**. Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Florianópolis, p. 31. 2019.

SAMPAIO, J. D. O. et al. Geração Eólica e a Estabilidade de Tensão em Regime Permanente. **SBSE - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Fevereiro 2021.

SILVA, M. L.; REZENDE, L. S.; MANSO, L. F. **Transmission expansion planning: A**

methodology include security criteria and uncertainties using optimization techniques. **Innovations in Power Systems Reliability**, 2011. 191-220.

STOTT, B.; JARDIN, J.; ALSAÇ, O. DC Power Flow Revisited. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 3, p. 1290 - 1300, August 2009.

TAYLOR, C. W. Modelling of Voltage Collapse Including Dynamic Phenomena. **CIGRE Technical Brochure**, n. 10, 1993.

TAYLOR, C. W. **Power System Voltage Stability**. New York: McGraw-Hill Inc, 1994.

TRANSPower. **Main Transmission System Planning Guideline**. New Zealand. 2005.

VELASQUEZ, C. et al. A framework for transmission expansion planning: A complex problem clouded by uncertainty. **IEEE Power and Energy Magazine**, n. 14, 2016. 20-29.

VIEIRA, P. C. C. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas Elétricos Multiárea: Representações, Modelos e Metodologia de Simulação**. Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Florianópolis, p. 156. 2020.

VILELA, A. O. R. **Margem de estabilidade de tensão no planejamento dos sistemas elétricos - análise do impacto do despacho da geração**. Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Belo Horizonte, p. 84. 2014.

XIA, C. et al. Probability analysis of steady-state voltage stability considering correlated stochastic variables. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 131, October 2021.

ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; CAÑIZARES, C. A.; QUINTANA, V. H. New techniques to speed up voltage collapse computations using tangent vectors. **IEEE Transactions on Power Systems**, 12, August 1997. 1380 - 1387.

ZHANG, et al. Probability assessment for power system voltage stability margin with renewable energy source using slice sampling. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, 2017.

APÊNDICE A – MÍNIMO VALOR SINGULAR DA MATRIZ JACOBIANA

De modo a exemplificar o critério de parada do método da continuação utilizado nos casos de estudo, buscou-se apresentar o monitoramento do mínimo valor singular da matriz Jacobiana do sistema durante as avaliações dos casos RTS96REN e MRST96REN.

A.1 CASO RTS96REN

Ao considerar a simulação sequencial, o gráfico da Figura A-1 ilustra para os estados associados a hora 6625 e hora 8441, o comportamento do mínimo valor singular da matriz Jacobiana. Esta informação é aferida ao longo de cada solução do fluxo de potência AC durante o método da continuação. Estes estados (hora) correspondem ao momento onde verificou-se a margem de estabilidade da tensão máxima (9571.10 MW) e mínima (2666.31 MW) do sistema, respectivamente. Monitorou-se esse comportamento para cada amostra anual da simulação sequencial (32 anos no total), resultando no conjunto de curvas apresentadas abaixo que descrevem o comportamento não linear e tendem ao valor limite estabelecido como critério de parada para definição do máximo carregamento que sistema pode suprir (mínimo valor singular de J especificado em 0.075).

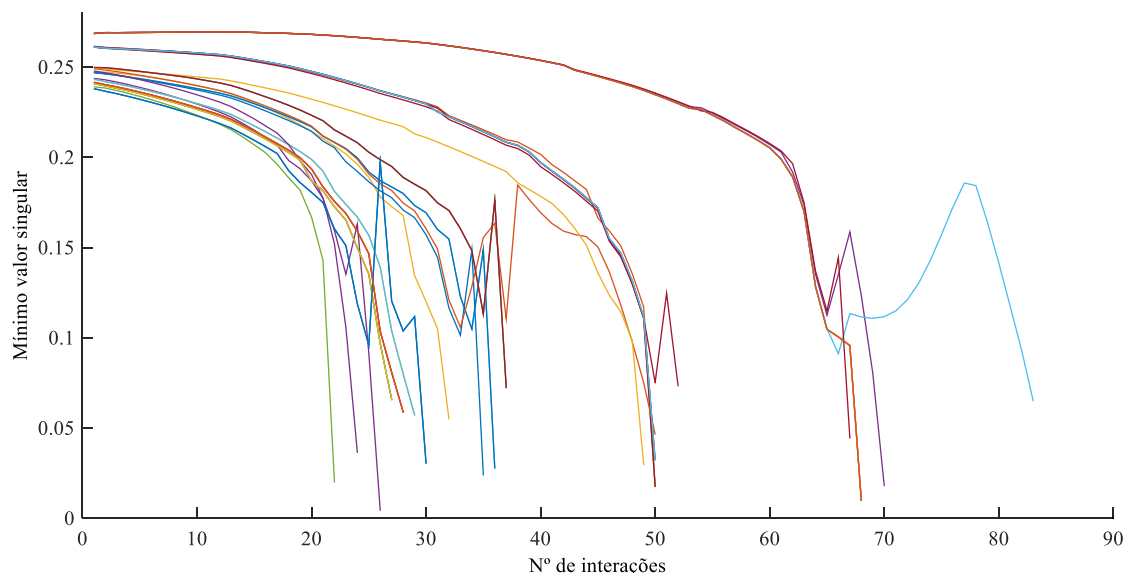


Figura A-1: Mínimo valor singular da matriz Jacobiana para os estados onde ocorre a margem máxima e mínima - RTS96REN.

Quanto o carregamento do sistema atinge um determinado valor, o limite da potência reativa de uma determinada barra pode ser violado. Esta é convertida de PV para PQ, fixando sua geração de potência reativa no limite alcançado. Isso provoca ligeiras descontinuidades nas curvas apresentadas na Figura A-1. Nas interações do método próximo ao ponto crítico, um determinado número maior de barras pode alcançar o limite de potência reativa simultaneamente, provocando uma descontinuidade visivelmente maior no comportamento da curva. De modo geral, nota-se como o fenômeno possui uma relação com a classificação utilizada para caracterizar os tipos das barras.

A.2 CASO MRTS96REN

De forma similar ao caso anterior, o gráfico da Figura A-2 ilustra para o estado associado ao horário 8525 o comportamento do mínimo valor singular da matriz Jacobiana. Com este caso de simulação não apresentou margem mínima (igual a zero), o estado selecionado corresponde ao momento onde verificou-se a margem de estabilidade da tensão máxima (13588.34 MW). Monitorou-se esse comportamento para cada amostra anual da simulação sequencial (15 anos no total), resultando no conjunto de curvas apresentadas abaixo.

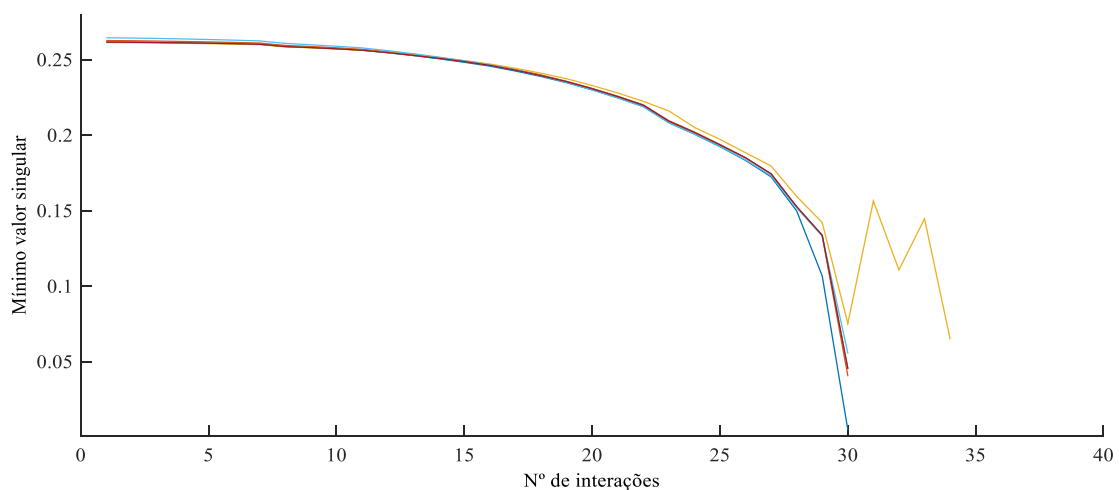


Figura A-2: Mínimo valor singular da matriz Jacobiana para o estado onde ocorre a margem máxima - MRTS96REN.

APÊNDICE B – CONTINGÊNCIAS PARA O SISTEMA RTS96REN

Neste apêndice é apresentado os resultados estatísticos associados à função densidade de probabilidade (*pdf* – *probability density function*) da margem de estabilidade da tensão do sistema, ao simular a contingência simples dos seguintes circuitos: 215-224, 210-212, 210-211, 209-211, 203-224, 101-102, 301-302, 301-305, 105-110.

B.1 RESULTADOS

A Figura B-1 apresenta a *pdf* associada à margem de estabilidade de tensão do sistema na condição de máximo despacho eólico ao avaliar a saída do circuito 215-214, em termos da potência ativa (a) e em valores percentuais para o crescimento da carga (b). O valor médio foi de 5225.37 MW (110.54%), enquanto que uma margem máxima e mínima de 9287.19 MW (270.40%) e 697.31 MW (10.50%) foram verificadas, respectivamente.

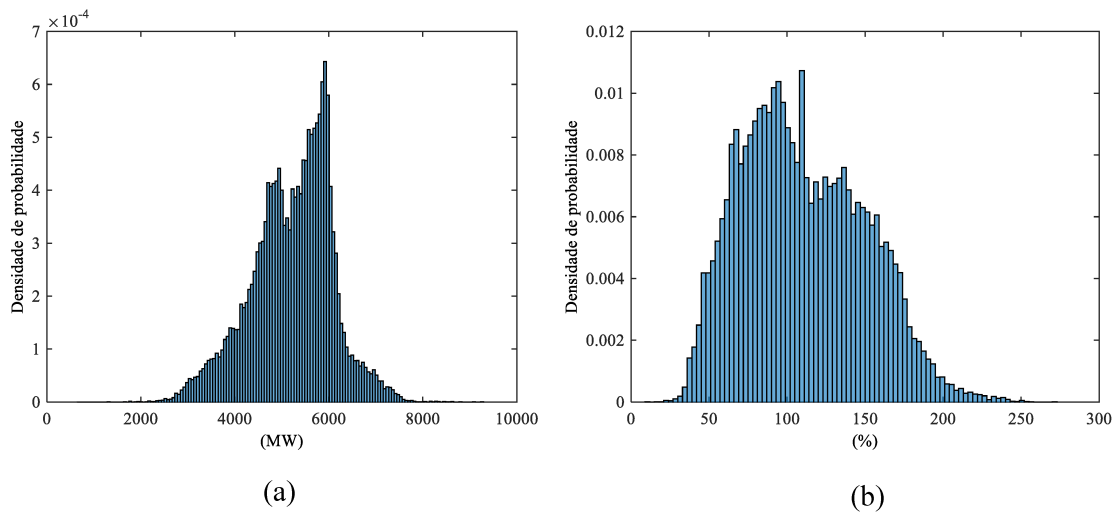


Figura B-1: *pdf* para a margem de estabilidade da tensão – 215-224.

A Figura B-2 apresenta a *pdf* associada à margem de estabilidade de tensão do sistema ao avaliar a saída do circuito 210-212. O valor médio foi de 5395.80 MW (114.27%), enquanto que uma margem máxima e mínima de 9413.56 MW (296.95%) e 2285.41MW (27.00%) foram verificadas, respectivamente.

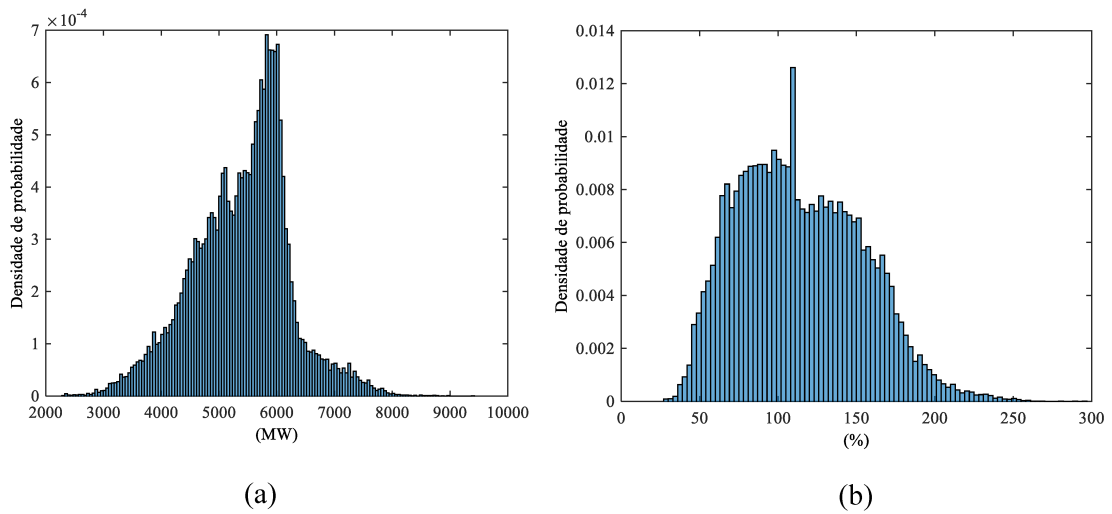


Figura B-2: *pdf* para a margem de estabilidade da tensão – 210-212.

A Figura apresenta a *pdf* associada à margem de estabilidade de tensão do sistema ao avaliar a saída do circuito 210-211. O valor médio foi de 5409.48 MW (114.25 %), enquanto que uma margem máxima e mínima de 9166.44 MW (246.80 %) e 2011.16 MW (27.00 %) foram verificadas, respectivamente.

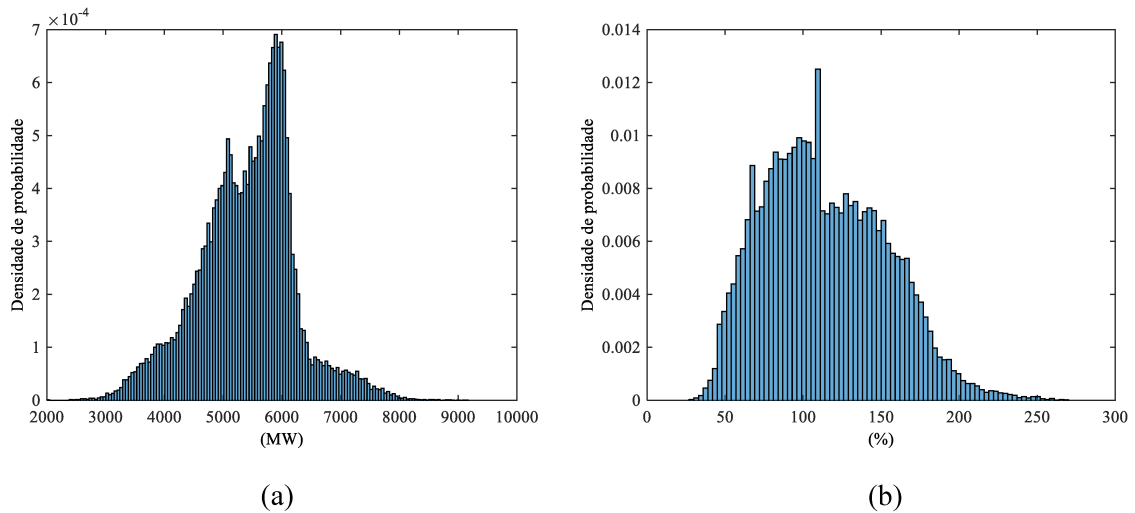


Figura B-3: *pdf* para a margem de estabilidade da tensão – 210-211.

A Figura apresenta a *pdf* associada à margem de estabilidade de tensão do sistema ao avaliar a saída do circuito 209-212. O valor médio foi de 5480.11 MW (115.93 %), enquanto que uma margem máxima e mínima de 9186.84 MW (299.90 %) e 2127.51 MW (30 %) foram verificadas, respectivamente.

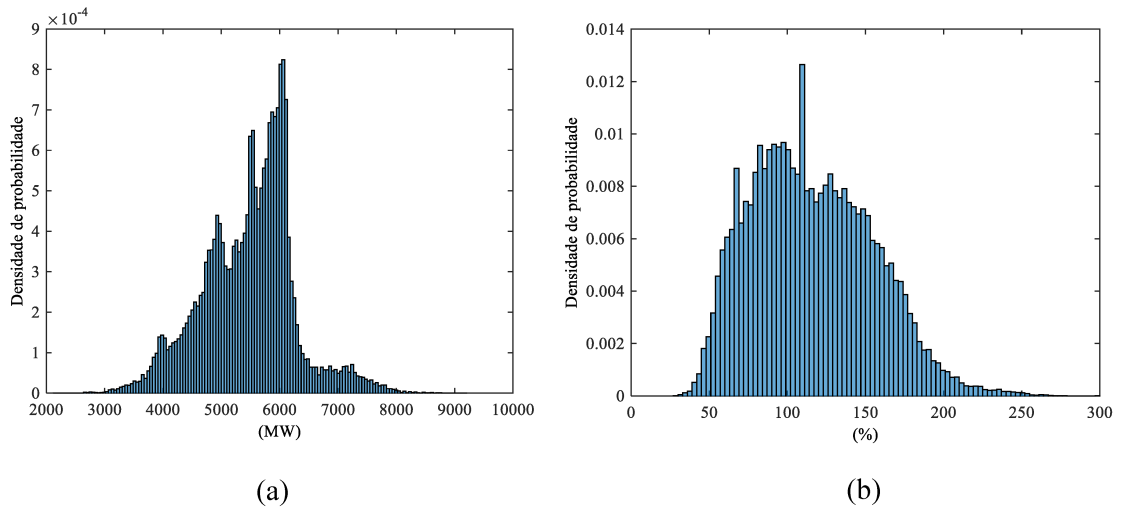


Figura B-4: *pdf* para a margem de estabilidade da tensão – 209-212.

A Figura apresenta a *pdf* associada à margem de estabilidade de tensão do sistema ao avaliar a saída do circuito 209-212. O valor médio foi de 5472.25 MW (115.76 %), enquanto que uma margem máxima e mínima de 9466.92 MW (267.45 %) e 2340.75 MW (31.50 %) foram verificadas, respectivamente.

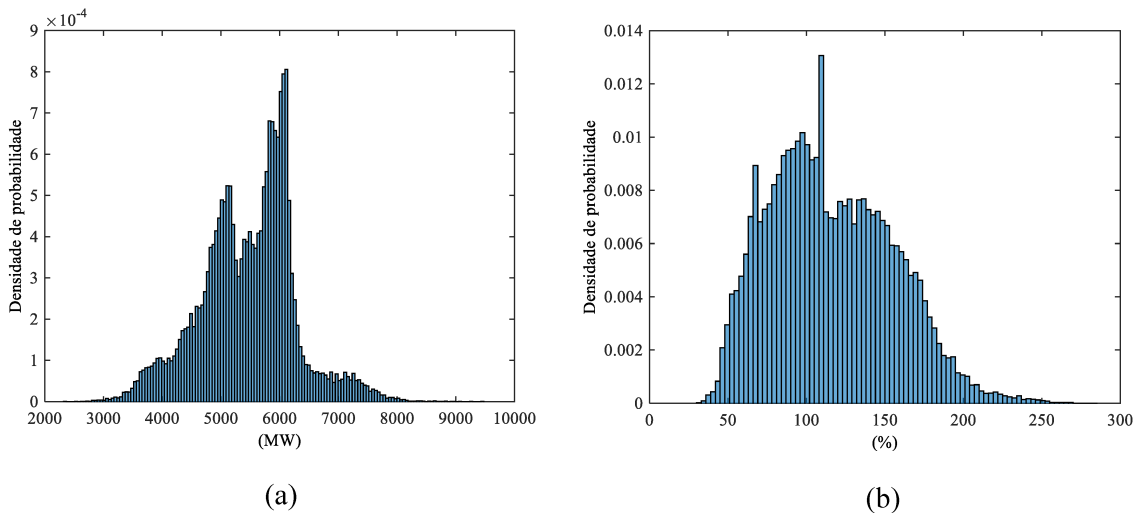


Figura B-5: *pdf* para a margem de estabilidade da tensão – 209-211.

A Figura apresenta a *pdf* associada à margem de estabilidade de tensão do sistema ao avaliar a saída do circuito 203-224. O valor médio foi de 5254.55 MW (111.42 %), enquanto que uma margem máxima e mínima de 9025.18 MW (294 %) e 1167.97 MW (18 %) foram verificadas, respectivamente.

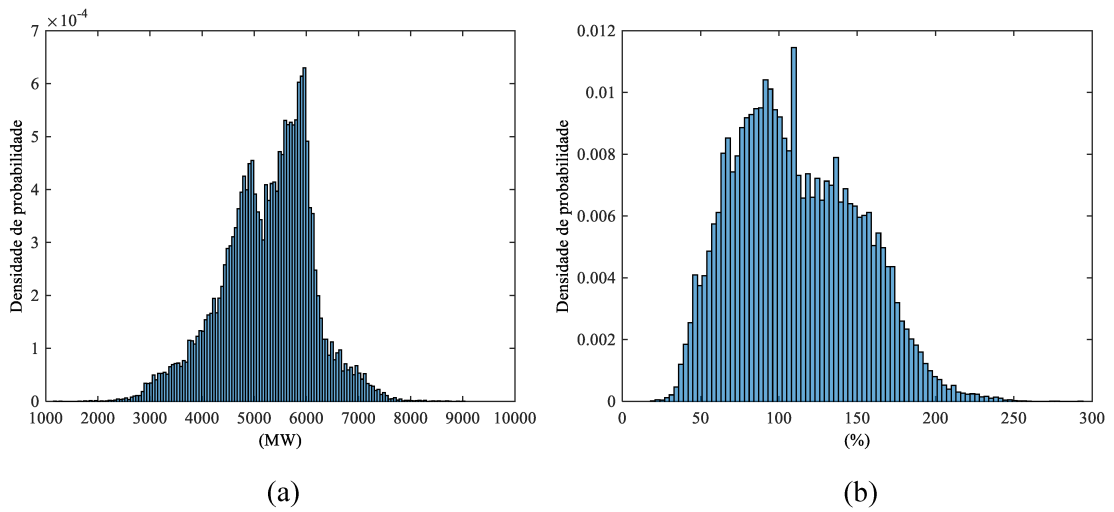


Figura B-6: *pdf* para a margem de estabilidade da tensão – 203-224.

A Figura B-7 apresenta a *pdf* associada à margem de estabilidade de tensão do sistema ao avaliar a saída do circuito 101-102. O valor médio foi de 5480.48 MW (115.75 %), enquanto que uma margem máxima e mínima de 9446.07 MW (249.75 %) e 1030.74 MW (13.50 %) foram verificadas, respectivamente.

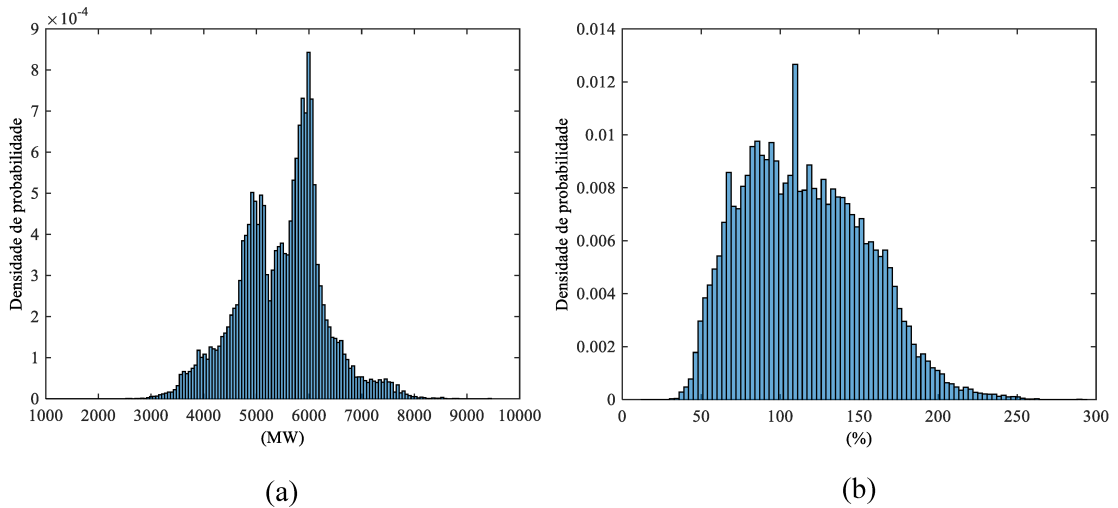


Figura B-7: *pdf* para a margem de estabilidade da tensão – 101-102.

A Figura B-8 apresenta a *pdf* associada à margem de estabilidade de tensão do sistema ao avaliar a saída do circuito 301-302. O valor médio foi de 5532.23 MW (117.18 %), enquanto que uma margem máxima e mínima de 9300.53 MW (226.15 %) e 733.89 MW (12.00 %) foram verificadas, respectivamente.

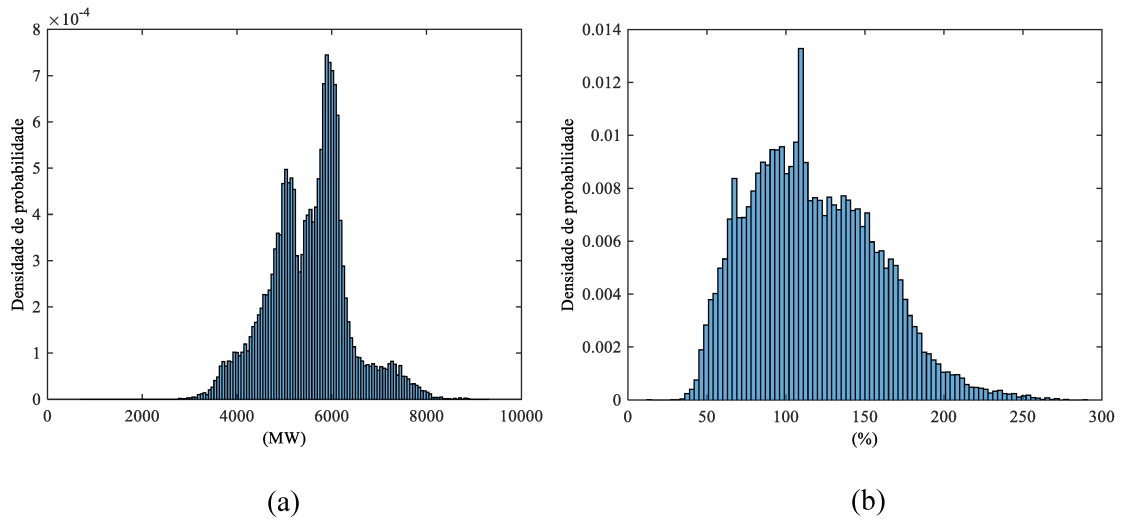


Figura B-8: *pdf* para a margem de estabilidade da tensão – 301-302.

A Figura apresenta a *pdf* associada à margem de estabilidade de tensão do sistema ao avaliar a saída do circuito 301-305. O valor médio foi de 5497.86 MW (116.26 %), enquanto que uma margem máxima e mínima de 9136.69 MW (296.95 %) e 0 MW (margem inexistente) foram verificadas, respectivamente.

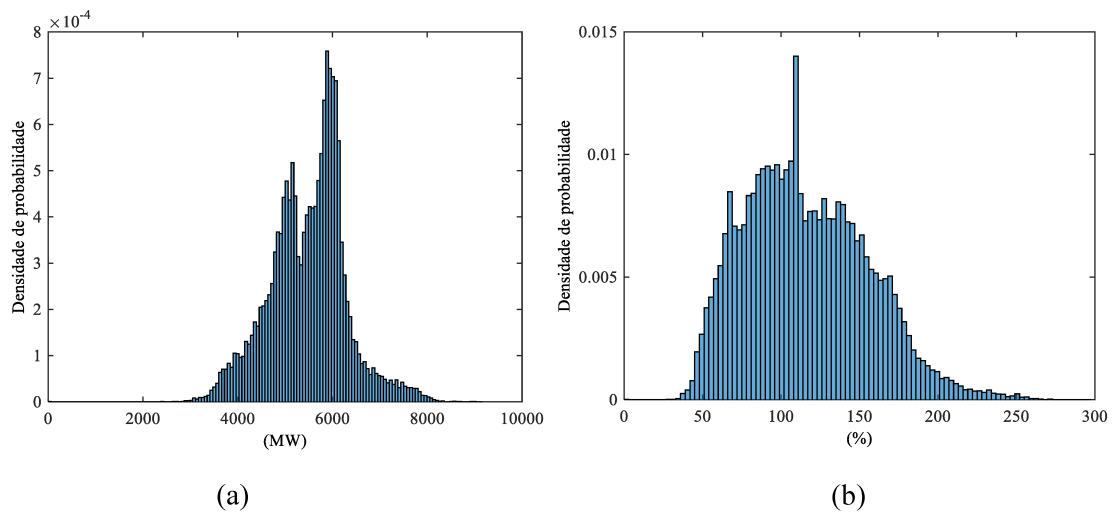


Figura B-9: *pdf* para a margem de estabilidade da tensão – 301-305.

A Figura B apresenta a *pdf* associada à margem de estabilidade de tensão do sistema ao avaliar a saída do circuito 105-110. O valor médio foi de 5475.91 MW (115.60 %), enquanto que uma margem máxima e mínima de 9155.20 MW (270.40 %) e 0 MW (margem inexistente) foram verificadas, respectivamente.

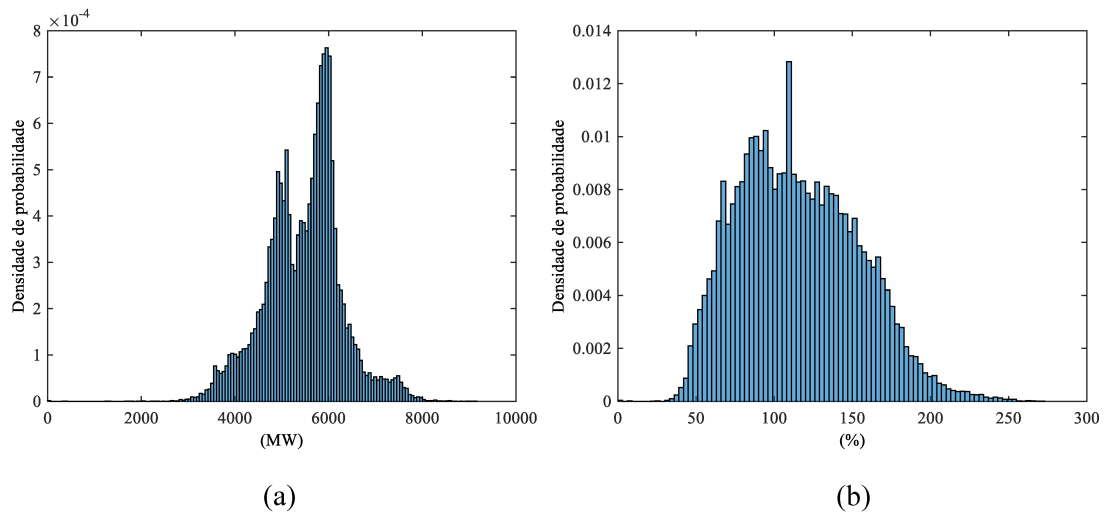


Figura B-10: *pdf* para a margem de estabilidade da tensão – 105-110.