

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Mariana Uzeda Cildoz

**Procedimento para Avaliação em Tempo Real da
Estabilidade de Tensão de Médio e Longo Prazo**

São Carlos

2023

Mariana Uzeda Cildo

Procedimento para Avaliação em Tempo Real da Estabilidade de Tensão de Médio e Longo Prazo

Tese apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Doutor em Ciências - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos

Trata-se da versão corrigida da tese. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

São Carlos

2023

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

C572p Cildo, Mariana Uzeda
Procedimento para Avaliação em Tempo Real da
Estabilidade de Tensão de Médio e Longo Prazo / Mariana
Uzeda Cildo; orientador Rodrigo Andrade Ramos. São
Carlos, 2023.

Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica e Área de Concentração em Sistemas
Elétricos de Potência -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2023.

1. Estabilidade de Tensão de Médio Prazo. 2.
Estabilidade de Tensão de Longo Prazo. 3. Operação em
Tempo Real. 4. Margem de Estabilidade de Tensão. 5.
Índices de Estabilidade de Tensão. I. Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidata: Licenciada **MARIANA UZEDA CILDOZ**.

Título da tese: "Procedimento para avaliação em tempo real da estabilidade de tensão de médio e longo prazo".

Data da defesa: 29/09/2023.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Associado Rodrigo Andrade Ramos

(Orientador)

(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC-USP)

APROVADA

Prof. Titular Luís Fernando Costa Alberto

(Escola de Engenharia de São Carlos/EESC-USP)

APROVADA

Profa. Dra. Elizandra Pereira Roque Coelho

(Universidade Federal do Espírito Santo/UFES)

APROVADA

Prof. Dr. Rôman Kuiava

(Universidade Federal do Paraná/UFPR)

APROVADA

Prof. Dr. Romeu Reginatto

(Universidade Estadual do Oeste do Paraná/UNIOESTE)

APROVADA

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof Associado **Marcelo Andrade da Costa Vieira**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Carlos De Marqui Junior**

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha profunda gratidão a todos que me apoiaram durante a realização desta tese.

Em primeiro lugar, agradecer a Deus por estar presente constantemente, mostrando-me seu amor nas mais diversas formas. Em segundo lugar, agradeço ao meu orientador, Prof. Rodrigo A. Ramos, pela sua confiança, orientação, paciência e incentivo ao longo deste processo. Em terceiro lugar, agradeço à minha família, especialmente aos meus pais, pelo seu amor incondicional, compreensão e apoio. Também agradeço aos meus colegas e amigos do Laboratório de Análise e Controle de Sistemas Elétricos de Potência (LAC-SEP), assim como do Doutorado Interinstitucional (DINTER) entre o Parque Tecnológico Itaipú e a Universidade de São Paulo, pelo seu companheirismo, ajuda e inspiração. Em especial a Matheus, Anna, Natali, Alessandra, Paulo, Stefan e Murilo que estiveram me proporcionando suporte e amizade durante toda esta jornada.

*“O estudo, a busca da verdade e da beleza são domínios
em que nos é consentido sermos crianças por toda a vida.”*

Albert Einstein

RESUMO

CILDOZ, M. U. **Procedimento para Avaliação em Tempo Real da Estabilidade de Tensão de Médio e Longo Prazo**. 2023. 163p. Tese (Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

Esta tese de doutorado apresenta uma proposta de procedimento para a avaliação *online* da estabilidade de tensão de médio e longo prazo em sistemas elétricos de potência. O procedimento visa determinar uma estimativa mais precisa da Margem de Estabilidade de Tensão (MET) a partir de três fontes de dados diferentes: medições de sincrofasores, simulações estáticas e dinâmicas. Um aspecto fundamental do procedimento proposto é a síntese de dois Índices de Estabilidade de Tensão que estabelecem condições a partir das quais as simulações estáticas não fornecem mais resultados satisfatórios em termos de precisão de representação, indicando a necessidade de inicialização de simulações dinâmicas, ou vice-versa. Desta forma, a metodologia proposta estabelece condições a partir das quais é possível realizar simulações estáticas e atingir velocidade computacional, sem perder a precisão garantida pelas simulações dinâmicas na determinação de um MET mais realista. Simulações numéricas e comparações entre o procedimento proposto e outras metodologias foram realizadas no sistema teste Nordic do IEEE, um *benchmark* para estudos de estabilidade de tensão. Os resultados mostram a obtenção de uma MET precisa com uma redução significativa do esforço computacional.

Palavras-chave: Estabilidade de Tensão de Médio Prazo. Estabilidade de Tensão de Longo Prazo. Operação em Tempo Real. Margem de Estabilidade de Tensão. Índices de Estabilidade de Tensão.

ABSTRACT

CILDOZ, M. U. **Procedure for Real-Time Assessment of Mid and Long-Term Voltage Stability**. 2023. 163p. Thesis (Doctor) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

This doctoral thesis presents a proposal procedure for online assessment of mid- and long-term voltage stability in power systems. The procedure aims to determine a more accurate estimate of the Voltage Stability Margin (VSM) from three different data sources: synchrophasor measurements, static and dynamic simulations. A fundamental aspect of the proposed procedure is the synthesis of two Voltage Stability Indices that establish conditions from which static simulations no longer provide satisfactory results in terms of representation accuracy, indicating the need to initialize dynamic simulations, or vice versa. In this way, the proposed methodology establishes conditions from which it is possible to perform static simulations and achieve computational speed, without losing the accuracy guaranteed by dynamic simulations in determining a more realistic VSM. Numerical simulations and comparisons between the proposed procedure and other methodologies were carried out on the IEEE Nordic Test System, a benchmark for voltage stability studies. The results show the achievement of a precise VSM with a significant reduction in computational effort.

Keywords: Mid-Term Voltage Stability. Long-Term Voltage Stability. Real-Time Operation. Voltage Stability Margin. Voltage Stability Indices.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Classificação da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência.	34
Figura 2 – Escalas de Tempo de Componentes e Controles de um SEP.	35
Figura 3 – Fenômenos de Estabilidade de Tensão e seu Tempo de Resposta.	39
Figura 4 – Desacoplamento do Sistema segundo a Escala de Tempo a ser Estudada.	52
Figura 5 – Ilustração da Determinação Ponto de Colapso pelo Método da Continuação.	60
Figura 6 – Ilustração Determinação da Margem de Estabilidade de Tensão	62
Figura 7 – Diagrama: Determinação dos Limiares para os VSI Propostos	80
Figura 8 – Fluxograma Procedimento	82
Figura 9 – Diagrama Unifilar do Sistema Nordic	86
Figura 10 – Trecho do Relatório de Incrementos de Carga no ANAREDE	93
Figura 11 – Nível de Participação dos Geradores no Redespacho	95
Figura 12 – Curvas PV Estática para a Barra 4044	97
Figura 13 – Curva PV Estática e Curva Dinâmica para Emulação das Medidas PMU - Barra 4044	98
Figura 14 – Diagrama: Índice de Estabilidade de Tensão para o Sistema Nordic	99
Figura 15 – Primeiro VSI Proposto e Resultado Parcial do Segundo VSI: Somatório das Taxas de Variação ANAREDE.	103
Figura 16 – Primeiro e Segundo VSI Propostos e seus respectivos Limiares.	103
Figura 17 – Obtenção da Curva PV da Barra 4051	107
Figura 18 – Obtenção da Curva PV da Barra 2032	107
Figura 19 – Obtenção da Curva PV da Barra do Gerador 7	108
Figura 20 – Obtenção da Curva PV da Barra de Carga 5	108
Figura 21 – OELs de todos os Geradores - Incrementos de 0.09%/3s	110
Figura 22 – <i>Zoom</i> : OELs dos Geradores de Pólos Lisos - Inc: 0.09%/3s	110
Figura 23 – <i>Zoom</i> : OELs dos Geradores de Pólos Salientes - Inc: 0.09%/3s	111
Figura 24 – OELs de todos os Geradores - Incrementos de 0.09%/1000s	112
Figura 25 – <i>Zoom</i> : OEL do Gerador da Barra 87 - Inc: 0.09%/1000s	112
Figura 26 – <i>Zoom</i> : OEL do Gerador da Barra 812 - Inc: 0.09%/1000s	113
Figura 27 – <i>Zoom</i> : OEL do Gerador da Barra 814 - Inc: 0.09%/1000s	113
Figura 28 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 0.09%/3s a 0.09%/1000s	115
Figura 29 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 0.09%/10s a 0.09%/700s	115
Figura 30 – OELs de todos os Geradores - Incrementos de 0.0009%/10s	117
Figura 31 – <i>Zoom</i> : OEL do Gerador da Barra 87 - Inc: 0.0009%/10s	117
Figura 32 – <i>Zoom</i> : OEL do Gerador da Barra 811 - Inc: 0.0009%/10s	118
Figura 33 – <i>Zoom</i> : OEL do Gerador da Barra 812 - Inc: 0.0009%/10s	118

Figura 34 – <i>Zoom</i> : OEL do Gerador da Barra 814 - Inc: 0.0009%/10s	119
Figura 35 – OELs de todos os Geradores - Incrementos de 0.9%/10s	119
Figura 36 – <i>Zoom</i> : OELS dos Geradores de Pólos Lisos - Inc: 0.9%/10s	120
Figura 37 – <i>Zoom</i> : OELS dos Geradores de Pólos Salientes - Inc: 0.9%/10s	120
Figura 38 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 0.0005%/10s a 0.9%/10s	122
Figura 39 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 1.8%/10s a 0.0005%/10s	122
Figura 40 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 0.09%/50s e 0.018%/10s	123
Figura 41 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 0.09%/0.5s e 1.8%/10s	123
Figura 42 – Comparações de Desempenho: Curvas PV - Barra 4044 - Inc: 0.09%/10s	124
Figura 43 – Índice SGp no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes para Carregamentos até 6280 MW - Inc: 0.09%/10s	125
Figura 44 – Índice SGq no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes para Carregamentos até 6280 MW - Inc: 0.09%/10s	126
Figura 45 – Índice SGp no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes pré e pós Colapso de Tensão - Inc: 0.09%/10s	127
Figura 46 – Índice SGq no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes pré e pós Colapso de Tensão - Inc: 0.09%/10s	127
Figura 47 – Comparações de Desempenho: Curvas PV - Barra 4044 - Inc: 0.5%/10s	128
Figura 48 – Índice SGp no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes para Carregamentos até 6280 MW - Inc: 0.5%/10s	129
Figura 49 – Índice SGq no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes para Carregamentos até 6280 MW - Inc: 0.5%/10s	130
Figura 50 – Índice SGp no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes pré e pós Colapso de Tensão - Inc: 0.5%/10s	130
Figura 51 – Índice SGq no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes pré e pós Colapso de Tensão - Inc: 0.5%/10s	131
Figura 52 – Simulação Estática: Geradores alcançando seus valores limite de geração de potência reativa Q_{max} - Inc: 0.09%/10s	133
Figura 55 – Curvas PV Estáticas - Incrementos de Carga Variando de 0.09% a 1.8%	134
Figura 53 – Erros das frequências dos geradores com respeito à frequência nominal de 60 Hz - Inc.: 0.09%/10s	135
Figura 54 – Erros das frequências dos geradores com respeito à frequência nominal de 60 Hz - Inc.: 0.5%/10s	135
Figura 56 – Procedimento Proposto com Cargas Alteradas - Inc: 0.5%/10s	136

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Componentes Importantes de Dinâmicas de Médio e Longo Prazo na Estabilidade de Tensão	53
Tabela 2 – Tabela Comparativa: Principais Métodos Análise de Estabilidade de Tensão na Operação em Tempo Real	72
Tabela 3 – Principais Características Procedimento Proposto	73
Tabela 4 – Componentes em Escala de Tempo na Estabilidade de Tensão	74
Tabela 5 – Comparação dos Componentes nos Modelos Estático e Dinâmico	75
Tabela 6 – Potência Ativa das Cargas e Geração por Área	87
Tabela 7 – Compensações Shunt	87
Tabela 8 – Compensações Série	88
Tabela 9 – Dados Barras de Geração no Ponto de Operação Inicial	88
Tabela 10 – Tensões nas Barras de Transmissão no Ponto de Operação Inicial	89
Tabela 11 – Dados das Barras de Distribuição no Ponto de Operação Inicial	90
Tabela 12 – Alterações Realizadas no Modelo Estático	91
Tabela 13 – Alterações Realizadas no Modelo Dinâmico	91
Tabela 14 – Distinção de Modelagens para Componentes Importantes para Estabilidade de Tensão à Pequenas Perturbações	92
Tabela 15 – Cargas Incrementadas no ANAREDE	94
Tabela 16 – Fatores de Participação Redespacho Potência Ativa - ANAREDE	96
Tabela 17 – Redespacho de Potência Ativa (MW) dos Geradores - ANAREDE	96
Tabela 18 – Média dos Erros Absolutos de Tensões	100
Tabela 19 – Médias das Taxas de Variação dos Vetores de Tensões	101
Tabela 20 – Cargas Incrementadas no ANATEM	105
Tabela 21 – Variações nos Intervalos de tempo entre cada Incremento de Carga	109
Tabela 22 – Ciclos OELs Ativados - Incrementos de 0.09%/3s e 0.09%/1000s	114
Tabela 23 – Variações nas Amplitudes dos Incremento de Carga	116
Tabela 24 – Ciclos OELs Ativados - Incrementos de 0.09%/10s e 0.09%/1000s	121
Tabela 25 – Curvas PV Estática, Dinâmica e Procedimento Proposto - Inc: 0.09%/10s	125
Tabela 26 – Curvas PV Estática, Dinâmica e Procedimento Proposto - Inc: 0.5%/10s	129
Tabela 27 – Especificações de <i>Hardware</i> para a realização das Simulações	131
Tabela 28 – Valores dos Erros das Frequências - Incrementos de 0.09%/10s e 0.5%/10s	134
Tabela 29 – Resultados Comparação Modelos das Cargas - Anterior (P: 50% Pcte, 50% Zcte e Q: 100% Zcte) e Alterado (P: 100% Icte e Q: 100% Zcte)	137

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Classificação dos Índices de Estabilidade de Tensão	156
--	-----

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
BH	Bifurcação de Hopf
BIL	Bifurcação Induzida por Limite
BSN	Bifurcação Sela Nó
CEPEL	Centro de Pesquisas de Engenharia Elétrica
CIGs	<i>Converter Interfaced Generations</i>
CPFlow	<i>Continuation Power Flow</i>
EHV	<i>Extra High Voltage</i>
EMS	<i>Energy Management System</i>
FACTS	<i>Flexible AC transmission system</i>
FCC	Fluxo de Carga Continuado
GD	Geração Distribuída
HV	<i>High Voltage</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
LCC	<i>Line-Commutated converters</i>
LTC	<i>Load Tap Changer</i>
MET	Margem de Estabilidade de Tensão
MLTVS	<i>Median Term and Long Term Voltage Stability</i>
MMC	<i>Modular Multilevel Converter</i>
MST	Margem de Segurança de Tensão
MTP	Máxima Transferência de Potência
OLTC	<i>On-Load Tap Changer</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

PMU	<i>Phasor Measurement Unit</i>
PES	<i>Power & Energy Society</i>
PROREDE	Procedimentos de Rede
PMC	Ponto de Máximo Carregamento
RTDS	<i>Real-Time Digital Simulator</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
VSI	<i>Voltage Stability Index</i>
VSC	<i>Voltage Source Converters</i>
WAMS	<i>Wide Area Monitoring Systems</i>
QSS	<i>Quase Steady State</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

g	Função que representa as equações algébricas da rede
f	Função que representa as dinâmicas de curto prazo
h_c	Função que representa as dinâmicas contínuas de médio e longo prazo
h_d	Função que representa as dinâmicas descontínuas de médio e longo prazo
x	Vetor de variáveis de estado das dinâmicas de curto prazo
y	Vetor de variáveis algébricas das equações da rede
z_c	Vetor de variáveis de estado das dinâmicas contínuas de médio e longo prazo
z_d	Vetor de variáveis de estado das dinâmicas discretas de médio e longo prazo
δ	Variável de estado representando o ângulo do rotor
ω	Variável de estado representando a frequência angular
E'_q	Variável de estado representando a tensão atrás da reatância transitória
v_{fd}	Variável de estado representando a tensão de campo
x_{oxl}	Variável de estado representando o mecanismo de <i>non-windup</i> do limitador de sobreexcitação
s	Variável escalar representando o escorregamento do motor de indução
v	Variável escalar representando o módulo do fasor de tensão
θ	Variável escalar representando o ângulo do fasor de tensão
x_t	Variável de estado relativa à ativação do <i>delay</i> do OEL
r	Variável de estado representando a lógica de comutação discreta do LTC
x_e	Vetor de pontos de equilíbrio do Vetor de variáveis de estado x
z_{c_e}	Vetor de pontos de equilíbrio do Vetor de variáveis de estado z_c
$z_{d_e}(k)$	Vetor de pontos de equilíbrio do Vetor de variáveis de estado $z_d(k)$
\bar{I}	Vetor das correntes complexas injetadas

\bar{V}	Vetor das tensões nodais
Y	Matriz de admitâncias nodais
NB	Número de barras do sistema.
Y_s	Matriz de admitância de todos os elementos <i>shunt</i>
i_x	Componente real de \bar{I}
i_y	Componente imaginária de \bar{I}
v_x	Componente real de \bar{V}
v_y	Componente imaginária de \bar{V}
B_i	Matriz de Susceptâncias
B_{si}	Matriz de Susceptâncias de todos os elementos <i>shunt</i>
G_i	Matriz de Condutâncias
G_{si}	Matriz de Condutâncias de todos os elementos <i>shunt</i>
I_P	Correntes Ativas
I_Q	Correntes Reativas
ϕ	Vetor de funções que expressa a formulação do Método da Continuação
Φ	Vetor de funções para a etapa de correção do Método da Continuação
P_{CT}	Potências ativas totais das cargas
P_{CT}	Potências ativas totais das cargas
PQ	Conjunto das barras PQ
PV	Conjunto das barras PV
n_{PQ}	Número de elementos do conjunto PQ
n_{PV}	Número de elementos do conjunto PV
λ	Parâmetro de crescimento de carga
σ	Tamanho do passo do crescimento de carga
z	Vetor tangente do Método da Continuação
E	Conjunto de vetores de médias de erros absolutos de módulos de tensão PMU e estáticas

ΔV	Conjunto de vetores de médias das taxas de variação
e_k	Vetor de erros absolutos médios dos módulos de tensão, para o k -ésimo barramento
ΔV_k	Vetor de taxas de variação absolutas médias dos módulos de tensão obtidos pela simulação estática, para o k -ésimo barramento
V^{PMU}	Módulo do fasor de tensão de uma medição via PMU
$V^{ESTATICA}$	Módulo do fasor de tensão de uma medição via simulação estática
n	Número de pontos de operação obtidos via simulação estática
p	Número de barras na rede
\bar{e}_i	Primeiro VSI proposto para o ponto de operação i
$\Delta \bar{V}_i$	Segundo VSI proposto para o ponto de operação i
\bar{e}	Vetor dos Primeiros VSI propostos
$\Delta \bar{V}$	Vetor dos Segundos VSI proposto
$D_{\bar{e}}$	Conjunto dos desvios medianos absolutos do vetor de Primeiros VSI propostos
$D_{\Delta \bar{V}}$	Conjunto dos desvios medianos absolutos do vetor de Segundos VSI propostos
$\vartheta_{\bar{e}}$	Fator de Escalonamento para o Limiar do Primeiro VSI proposto
$\vartheta_{\Delta \bar{V}}$	Fator de Escalonamento para o Limiar do Segundo VSI proposto
$\Gamma_{\bar{e}}$	Valores discrepantes para o vetor de Primeiros VSI propostos
$\Gamma_{\Delta \bar{V}}$	Valores discrepantes para o vetor de Segundos VSI propostos
$Th_{\bar{e}}$	Limiar para os Primeiros VSI propostos
$Th_{\Delta \bar{V}}$	Limiar para os Segundos VSI propostos
P_{ref}	Potência de referência dos reguladores de velocidade
P_g	Potência ativa fornecida pelo gerador
Q_{max}	Potência reativa máxima fornecida pelo gerador na simulação estática
Q_{nom}	Valores de potência reativa produzida pelos capacitores <i>shunt</i> para tensões abaixo de 1 p.u.

i_{fd}

Corrente de campo dos geradores redespachados

$i_{fd_{lim}}$

Limite da corrente de campo dos geradores redespachados

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Objetivos da Pesquisa	30
1.1.1	Objetivos Específicos	30
1.2	Estrutura do Texto	31
1.3	Contribuições da Pesquisa	31
2	ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS	33
2.1	Estabilidade de Tensão	37
2.1.1	Estabilidade de Curto Prazo	40
2.1.2	Estabilidade de Médio Prazo	43
2.1.3	Estabilidade de Longo Prazo	44
2.1.4	Instabilidade por Sobretensão	45
2.1.5	Associações com outros tipos de Instabilidade	46
2.2	Mecanismos de Instabilidade de Tensão	47
2.2.1	Resposta a Grandes Perturbações	47
2.2.2	Resposta a Pequenas Perturbações	48
2.3	Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos	49
3	ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO	51
3.1	Análise Dinâmica de Estabilidade de Tensão	51
3.2	Análise Estática de Estabilidade de Tensão	54
3.2.1	Margem de Estabilidade de Tensão	61
3.2.2	Margem de Segurança de Tensão	63
3.2.3	Máxima Transferência de Potência	64
3.2.4	Colapso de Tensão	64
3.3	Análise em Tempo Real da Estabilidade de Tensão	65
3.3.1	Medições Sincrofasoriais	66
3.3.2	Simulador Digital em Tempo Real	67
3.4	Índices de Estabilidade de Tensão	68
4	METODOLOGIA PROPOSTA	71
4.1	Estabelecimento do Problema	71
4.2	Compatibilidade dos Modelos	73
4.2.1	Modelo Estático	73
4.2.2	Modelo Dinâmico	76
4.3	Amplitude e Intervalos de Tempo dos Incrementos de Carga	77

4.4	Síntese dos Índices de Estabilidade de Tensão	77
4.4.1	Primeiro VSI Proposto	78
4.4.2	Segundo VSI Proposto	79
4.4.3	Limiar para o Primeiro VSI Proposto	80
4.4.4	Limiar para o Segundo VSI Proposto	81
4.5	Algoritmo do Procedimento Proposto	81
5	ESTUDO DE CASO	85
5.1	Sistema Nordic	85
5.1.1	Ponto de Operação Inicial	88
5.1.2	Adequações para o Estudo de Caso	90
5.2	Simulação Estática	92
5.3	Sincrofasores via PMUs	97
5.4	Índices de Estabilidade de Tensão	99
5.4.1	Primeiro Índice de Estabilidade de Tensão Proposto	99
5.4.2	Segundo Índice de Estabilidade de Tensão Proposto	100
5.4.3	Limiares para os VSIs Propostos	101
5.5	Simulação Dinâmica do Sistema	103
5.6	Amplitude e Intervalos de Tempo nos Incrementos de Carga	109
5.6.1	Intervalos de Tempo dos Incrementos de Carga	109
5.6.2	Amplitudes de Incrementos de Carga	116
5.7	Comparações de Desempenho	124
5.7.1	Incrementos de 0.09%/10s	124
5.7.2	Incrementos de 0.5%/10s	128
5.8	Discussões e Análises	132
6	CONCLUSÕES	139
	REFERÊNCIAS	143
	APÊNDICES	153
	APÊNDICE A – ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO	155
A.1	Índices de Estabilidade de Tensão para Monitoramento <i>online</i>	156
A.2	Índices de Estabilidade de Tensão para Análise <i>offline</i>	158
A.3	Comparação: Índices de Estabilidade de Tensão <i>Online</i>	159
	ÍNDICE	163

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis tem despertado o interesse dos pesquisadores e impulsionado o desenvolvimento de novas tecnologias no setor elétrico. Entre as fontes renováveis, a energia eólica e solar têm sido as mais exploradas recentemente. De acordo com o relatório anual de 2018 do Conselho Global de Energia Eólica, os Sistemas de Conversão de Energia Eólica continuam liderando como fonte de geração renovável. Esse relatório também prevê a instalação de mais de 55 GW em novos projetos *onshore* e *offshore* até o final de 2023 (ADETOKUN; MURIITHI; OJO, 2020). A transição para uma matriz energética mundial baseada em renováveis tem sido marcada por um aumento significativo de tecnologias que utilizam conversores eletrônicos de potência, como geração eólica e fotovoltaica, sistemas de armazenamento de energia, sistemas de transmissão flexível em AC (FACTS), *High Voltage Direct Current* (HVDC), entre outros. Com a crescente integração dessas tecnologias na geração, transmissão e consumo de energia, a resposta dinâmica dos sistemas de potência tem se tornado cada vez mais dependente de dispositivos de eletrônica de potência de resposta rápida, o que tem alterado o comportamento dinâmico do sistema. O relatório técnico PES-TR77 (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021) realiza uma classificação detalhada desses fenômenos.

Um sistema elétrico de potência (SEP) é um sistema físico cujo comportamento depende dos diversos fenômenos envolvidos durante a sua operação. A rigor, um SEP nunca se encontra em regime permanente, pois a sua condição operativa varia constantemente ao longo do tempo devido ao fato de estar sujeito a pequenas ou grandes perturbações, voluntárias ou involuntárias. A perda de um grande volume de geração ou carga e a contínua e lenta variação de carga no tempo são, respectivamente, exemplos de perturbações grandes e pequenas. As ações de controle efetuadas no sistema caracterizam perturbações voluntárias. Dessa forma, a simulação dinâmica de um SEP é uma ferramenta valiosa para a obtenção de informações, possibilitando a análise da resposta do sistema quando submetido a uma sequência de eventos - grandes e pequenas perturbações, permitindo a análise do comportamento de um SEP para um determinado cenário operativo. Em contrapartida, para o caso de pequenas perturbações, o esforço computacional envolvido na simulação dinâmica da análise de estabilidade de tensão de médio e longo prazo (MLTVS - *Mid and Long-Term Voltage Stability*) ainda é bastante elevado nos dias atuais (ANDRADE, 2008).

Contudo, muitas análises podem ser realizadas considerando o sistema em um estado estacionário no tempo, como se fosse tirada uma “fotografia”. Neste sentido, uma das principais ferramentas de análise “estática” dos sistemas elétricos de potência é o Fluxo de Carga (FC), cuja formulação matemática consiste em um conjunto de equações algébricas, que uma vez resolvidas, permitem a determinação do ponto de operação do

sistema a partir das tensões complexas em suas barras (SANTOS, 2019). Nesse contexto, com o objetivo de alcançar rapidez computacional no processo de análise de MLTVS dos SEPs, diferentes aproximações da simulação dinâmica têm sido apresentadas na literatura, entre elas a aproximação estática por Fluxo de Carga Continuado (FCC). Essa abordagem considera uma transição de sucessivos pontos de equilíbrio estáveis à medida que é feito um incremento gradual de carga no sistema. As equações do FCC são formuladas com base nas equações do Fluxo de Carga. Este tipo de análise é consolidado na literatura e comumente utilizado no monitoramento em tempo real nos centros de operação. No entanto, por se tratar de uma aproximação, torna-se necessário o estabelecimento de condições a partir das quais uma resolução de FCC não fornece mais precisão na estimativa do comportamento real do SEP (AJJARAPU, 2007).

A estabilidade de tensão tem se tornado uma questão cada vez mais importante em sistemas de potência modernos, devido ao aumento da demanda de carga e à maior integração de Recursos Energéticos Distribuídos (RED). Isso ocorre porque, em comparação com sistemas de potência tradicionais, os sistemas de geração de energia distribuída possuem uma capacidade limitada de controle de tensão devido à sua natureza intermitente (MOKRED; WANG; CHEN, 2023; LIANG; CHAI; RAVISHANKAR, 2022; HUANG *et al.*, 2020; CHEN *et al.*, 2017; ANTONIADOU-PLYTARIA *et al.*, 2017; ALMEIDA *et al.*, 2013). Com a gradual substituição dos geradores síncronos tradicionais por sistemas de geração de energia renovável baseados em inversores, a estabilidade, frequência e tensão dos sistemas de potência enfrentam desafios significativos. A instabilidade de tensão pode resultar em uma progressiva queda ou aumento da tensão. Em alguns casos, pode levar a eventos em cascata, resultando em blecautes que afetam uma parte significativa do sistema de transmissão ou, em casos extremos, até mesmo causar um blecaute total.

O processo relacionado à operação de um SEP geralmente consiste em três etapas: Planejamento Elétrico da Operação, Operação em Tempo Real e Pós-Operação. Em linhas gerais, a etapa de Planejamento envolve estudos e análises do comportamento futuro do SEP, visando fornecer instruções operacionais a serem executadas durante a Operação em Tempo Real. Na etapa de Pós-Operação, são realizadas análises das ocorrências pelas quais o sistema passou (FRITZEN; S., 2019). Para a Operação em Tempo Real, várias abordagens têm sido apresentadas na literatura para estimar a MET (Margem de Estabilidade de Tensão). No entanto, a maioria dessas abordagens foi desenvolvida para monitorar os níveis de tensão, atuando mais como indicadores de criticidade ou proximidade do colapso de tensão do que como estimadores (MOKRED; WANG; CHEN, 2023; GUDDANTI; MATAVALAM; WENG, 2020; DHARMAPALA *et al.*, 2020; KUMAR *et al.*, 2022; ZHU; LIU, 2020; MATAVALAM; SINGHAL; AJJARAPU, 2020; MANDOULIDIS; VOURNAS, 2020; LEONARDI; AJJARAPU, 2013). Em alguns casos, foram realizadas estimativas da MET, mas as ferramentas utilizadas para esse fim adotaram uma abordagem estática ou alguma forma de aproximação do modelo dinâmico do sistema (AMROUNE *et al.*, 2021;

AMROUNE, 2021; LI *et al.*, 2019; SUGANYADEVI; BABULAL; KALYANI, 2016; ZHENG; MALBASA; KEZUNOVIC, 2013; SUN; LEE; ZHANG, 2011; ZHOU; ANNAKAGE; RAJAPAKSE, 2010; DIAO *et al.*, 2009). A seguir, é apresentado um detalhamento mais abrangente das abordagens descritas acima.

Em Dharmapala *et al.* (2020), é apresentado um Índice de Estabilidade de Tensão (VSI - *Voltage Stability Index*) que é desenvolvido com base em outros VSIs utilizados como dados de entrada para um conjunto de modelos de regressão de Aprendizado de Máquina (ML - *Machine Learning*). O objetivo é selecionar o melhor algoritmo e categorias de entradas por meio de um estudo comparativo. Nessa abordagem, os pontos de operação escolhidos para o treinamento da ML são obtidos através da execução de um Fluxo de Carga Continuado (FCC). Já em Guddanti, Matavalam e Weng (2020), é proposto um índice distribuído de estabilidade de tensão que utiliza medições de sincrofasores e reformula as equações de fluxo de carga como círculos. Esse índice é calculado em tempo real para cada barra da rede e identifica a barra crítica do sistema. Por outro lado, em Leonardi e Ajjarapu (2013), apresenta-se um método de controle em tempo real para melhorar a MET e as reservas de potência reativa em sistemas elétricos, utilizando otimização quadrática convexa e sensibilidade de reserva de potência reativa. Sun, Lee e Zhang (2011) propõem um sistema mecânico chamado “*ball-on-concave-surface*” (BOCS) como equivalente adaptativo em tempo real de um sistema de energia elétrica, permitindo estimativas de margem de estabilidade e risco de instabilidade. Além disso, em Zheng, Malbasa e Kezunovic (2013), propõe-se uma abordagem baseada em Árvores de Regressão (algoritmos de ML) para prever a MET do sistema. As características de entrada incluem os fasores de tensão e corrente sincronizados, e a análise modal e o Fluxo de Carga são utilizados para o treinamento.

Suganyadevi, Babulal e Kalyani (2016) apresenta um modelo *Support Vector Machine* (SVM) para avaliação da estabilidade de tensão e previsão da margem de carga útil em sistemas de energia. Os pontos de operação utilizados para treinar o modelo de Aprendizado de Máquina neste trabalho são obtidos através da execução de um Fluxo de Carga Continuado (FCC). Algumas abordagens mais recentes de Índices de Estabilidade de Tensão (VSI) são apresentadas em Mokred, Wang e Chen (2023), Kumar *et al.* (2022), Zhu e Liu (2020), Matavalam, Singhal e Ajjarapu (2020) e Mandoulidis e Vournas (2020). No entanto, todas essas propostas têm como foco ferramentas de monitoramento dos níveis de tensão na operação em tempo real e não realizam estimações do ponto de colapso do sistema. Outras abordagens para estimação da MET, utilizando técnicas de Inteligência Artificial, são apresentadas em Kumar *et al.* (2022), Amroune *et al.* (2021), Amroune (2021), Li *et al.* (2019), Diao *et al.* (2009), Zhou, Annakkage e Rajapakse (2010). Todas essas abordagens são treinadas com dados resultantes de medições PMU *online* ou de FCCs obtidos de maneira *offline*. Por outro lado, em Althowibi *et al.* (2012), é obtido um VSI para monitoramento online do sistema a partir das medições PMU (*Phasor Measurement*

Unit), o qual também apresenta uma abordagem para a estimação da MET considerando a sensibilidade do sistema a variações na geração de potência ativa em relação às cargas ativa e reativa. Essa abordagem pode ser aplicada para operações de tempo real, utilizando medidas PMU *online* ou *offline*, ou simulações por FCC.

De forma geral, todos os métodos apresentados acima realizam a estimação da Margem de Estabilidade de Tensão (MET) na operação em tempo real, utilizando dados provenientes de simulações estáticas ou a partir de dados do histórico de medições sincrofasoriais via PMUs. No entanto, a abordagem estática consiste em uma aproximação do modelo dinâmico e, em alguns casos, os históricos de medições PMU não contêm na sua base de dados situações de colapso de tensão ocorridas anteriormente. Mais detalhes sobre esta situação pode ser encontrada no Apêndice A. Essa dificuldade se intensifica na ocorrência de diferentes cenários de variações de carga e em situações de contingência.

1.1 Objetivos da Pesquisa

É nesse contexto que a presente tese de doutorado tem como objetivo geral o desenvolvimento de uma proposta de procedimento para análises de estabilidade de tensão de médio e longo prazo na operação em tempo real de um sistema elétrico de potência (SEP), considerando pequenas perturbações. Um elemento importante na formulação do algoritmo proposto é a concepção de dois Índices de Estabilidade de Tensão (VSI) que atuam como indicadores da alternância entre a simulação estática e a simulação dinâmica, buscando um equilíbrio entre rapidez computacional e precisão dos resultados. Dessa forma, os índices propostos fornecem critérios para determinar em quais condições a resolução do Fluxo de Carga Continuado (FCC) não produz resultados satisfatórios em termos de precisão, indicando a necessidade de iniciar a simulação dinâmica ou vice-versa. Os índices propostos são calculados em tempo real, utilizando duas abordagens diferentes: medições sincrofasoriais da rede (PMUs) e resoluções numéricas do modelo estático do sistema. Dessa forma, a metodologia indica os pontos de operação nos quais é possível aproveitar a rapidez computacional do FCC, sem perder a precisão resultante da simulação dinâmica, sendo essa a principal contribuição deste trabalho.

1.1.1 Objetivos Específicos

Para este objetivo geral, vários objetivos específicos foram definidos. Entre eles:

- Revisão da formulação matemática utilizada nas simulações estática e dinâmica para análise de MLTVS em SEPs existentes na literatura.
- Análise dinâmica do impacto das variações de amplitude e intervalo de tempo dos incrementos de carga na análise de MLTVS.

- Desenvolvimento de indicadores com viés comparativo entre os dados resultantes da simulação estática e das medições sincrofasoriais por PMUs.
- Elaboração de um procedimento baseado em índices comparativos nas análises de MLTVS na operação em tempo real.
- Aplicação do procedimento proposto a um sistema teste.
- Validação do algoritmo proposto para diferentes cenários de carga.

1.2 Estrutura do Texto

A organização da presente tese foi dividida da seguinte forma: no Capítulo 2, são apresentadas as definições e classificações de Estabilidade de Tensão para SEP, o Capítulo 3 discute métodos e abordagens para a Análise de Estabilidade de Tensão em SEPs, o Capítulo 4, apresenta a proposta de procedimento para operação do SEP em tempo real, o Capítulo 5, apresenta a aplicação do procedimento proposto no sistema Nordic, e finalmente no Capítulo 6, são apresentadas as respectivas conclusões do trabalho.

1.3 Contribuições da Pesquisa

Os resultados obtidos pelo presente projeto de pesquisa, foram submetidos para publicação em revista de impacto internacional e aguardam avaliação:

- Cildo M. U.; Nascimento M. R.; RAMOS, R. A., *Proposed Procedure for Real-Time Assessment of Mid and Long-Term Voltage Stability of Electric Power Systems*. Submetido para **Electric Power Components and System**, em 2023.

Entre as contribuições realizadas pelos resultados parciais do processo de desenvolvimento do presente projeto de pesquisa, tem-se:

- Gonçalves, N. V. C.; Bento, M.; Fernandes, T.; Cildo, M. U.; Moraco, A. G. M.; Grilo Pavani, A. P. G. ; RAMOS, R. A.. *Identifying Sensitive Communication Failure Combinations for Wide-Area Damping Controllers*. Em: 2022 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2022.

No presente capítulo, foi apresentada uma revisão do estado da arte dos trabalhos que abordam a análise de estabilidade de tensão em tempo real, considerando médio e longo prazo, assim como pequenas perturbações. Também foi realizada a problematização relativa a este tipo de estudos. Foram apresentados os objetivos gerais e específicos a serem abordados, assim como uma breve descrição da organização do texto.

No próximo capítulo, são apresentadas diferentes definições e classificações relativas aos estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência. Também serão abordadas as últimas atualizações sobre tais definições, incluindo novas dinâmicas correspondentes aos recursos energéticos distribuídos.

2 ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Em um primeiro momento, em 1994, o documento “IEEE/CIGRE *Joint Task Force on Stability Terms and Definitions*” publicado por Kundur (1994), estabeleceu as definições e classificações sobre a estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência. Assim, a estabilidade dos SEPs foi definida como:

“A estabilidade de sistemas de potência, é a capacidade de um sistema elétrico de potência, para uma dada condição inicial, de manter o equilíbrio após ter sido submetido a um distúrbio físico, com a maioria das variáveis do sistema limitadas, tal que praticamente o sistema inteiro mantém-se intato.”

Naquele momento, a dinâmica dos sistemas era predominantemente determinada pelo comportamento dinâmico de geradores síncronos e seus controles, bem como o comportamento dinâmico das cargas. Conseqüentemente, esse primeiro tratado considerou unicamente dinâmicas relativamente lentas, como as dos fenômenos eletromecânicos, e desconsiderou outros dispositivos de resposta rápida, devido ao seu rápido decaimento. Nos dias atuais, as escalas de tempo associadas aos controles dos geradores com interfaces de conversores CIGs (*Converter Interfaced Generations*) variam entre poucos microssegundos a vários milissegundos (ver Figura 2). Dessa forma, essas dinâmicas abrangem fenômenos de ondas e fenômenos eletromagnéticos.

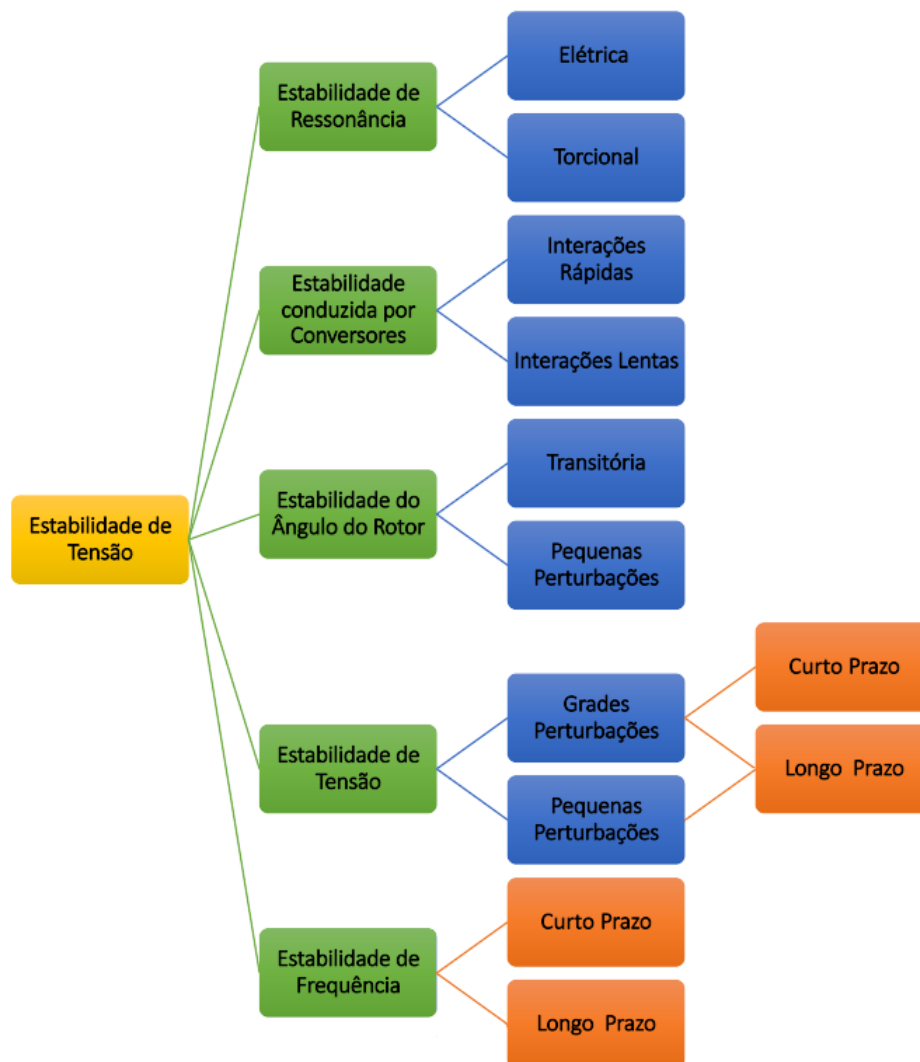
Como sugerido no relatório técnico PES-TR77 (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021), esta definição ainda se aplica a todos os aspectos do comportamento dinâmico dos sistemas de potência interconectados, incluindo máquinas síncronas e componentes convencionais individuais. Além do mais, assim como o caso de uma máquina síncrona remota perdendo sincronismo sem causar instabilidade em cascata no sistema principal, a resposta dinâmica dos CIGs a um distúrbio também tem efeito individual sem causar instabilidade em cascata. Isso torna esta definição aplicável aos CIGs (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021). No trabalho de Kundur (1994), são apresentados detalhes da fundamentação teórica da estabilidade de sistemas de potência e é fornecida uma introdução às equações algébrico-diferenciais que compõem os modelos de sistemas de potência. Além disso, com a inclusão de inversores eletrônicos de potência e a possível necessidade de modelagem dos sistemas de proteção, o relatório técnico PES-TR77 (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021) proporciona definições similares para sistemas híbridos. Dessa forma, os sistemas elétricos de potência estão enfrentando novos desafios, como:

- **Instabilidade devido a sistemas híbridos:** Com a crescente penetração de fontes de energia renováveis como a energia solar e eólica, os SEP estão se tornando cada

vez mais híbridos. Isso pode levar a novos tipos de instabilidade, pois essas fontes de energia não são tão previsíveis quanto as fontes de energia tradicionais.

- **Instabilidade devido ao aumento da demanda por energia elétrica:** Com o crescimento populacional e o aumento da economia, a demanda por energia elétrica está aumentando. Isso pode levar a novos tipos de instabilidade, pois os sistemas elétricos podem não ser capazes de acompanhar a demanda.
- **Instabilidade devido à interrupções na rede:** Interrupções na rede podem causar instabilidade nos sistemas elétricos, especialmente se forem de longa duração. Isso pode levar a apagões e outros problemas de fornecimento de energia.

Figura 1 – Classificação da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência.

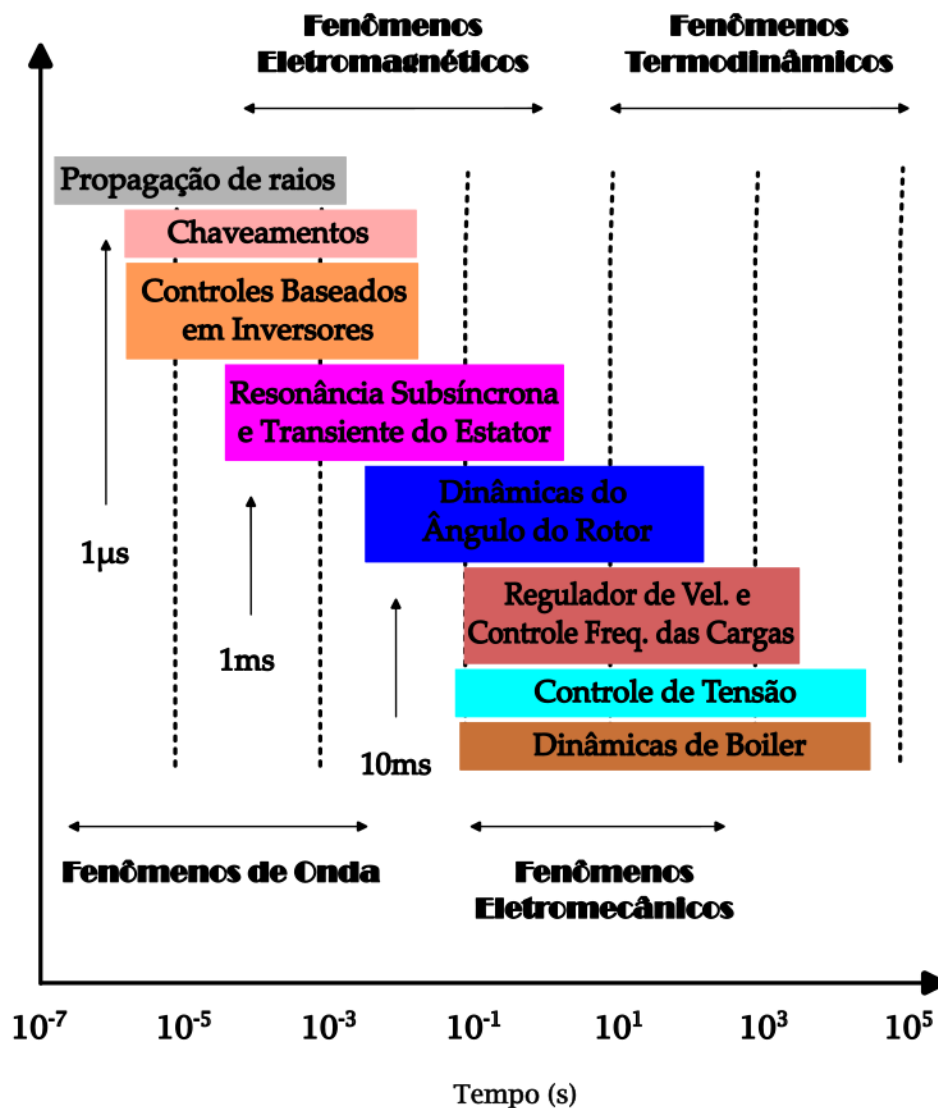


Fonte: Adaptado de Hatziargyriou *et al.* (2021)

A Figura 1 apresenta a classificação dos vários tipos de estabilidade em sistema elétricos de potência. Esta classificação contém, quando comparada àquela apresentada

originalmente em Kundur (1994), duas novas classes de estabilidade de sistemas de potência, que são a “Estabilidade conduzida por conversores” e a “Estabilidade por ressonância”. A adição dessas duas novas classes foi motivada pelo aumento do uso de CIGs. A classe de ressonância subsíncrona tradicional, não foi incluída porque tais fenômenos estavam fora da escala de tempo da Figura 2, originalmente considerada (KUNDUR, 1994). Entretanto, pode-se ver nesta mesma figura, que devido à adição da dinâmica da eletrônica de potência, a escala de tempo de interesse para a estabilidade do sistema elétricos de potência estendeu-se até os transientes eletromagnéticos.

Figura 2 – Escalas de Tempo de Componentes e Controles de um SEP.



Fonte: Adaptado de Hatzargyriou *et al.* (2021).

É importante notar que todos os fenômenos dinâmicos considerados na classificação original apresentada em Kundur (1994) são adequadamente modelados usando a “aproximação fasorial” (ou quase senoidal). No entanto, na maioria das vezes, esta abordagem de

modelagem simplificada não é aplicável às classes de estabilidade de ressonância elétrica e àquela conduzida por conversor, com a possível exceção da “interação lenta de estabilidade conduzida por conversor”. É necessário manter as subclassificações de escala de tempo de curto e longo prazo do relatório original (KUNDUR, 1994) quando necessário, para distinguir entre diferentes fenômenos que requerem modelos diferentes para sua análise. Este é o caso das classes de estabilidade de tensão e frequência. De forma geral, é possível listar as causas de instabilidade em sistemas elétricos de potência, como sendo (WU *et al.*, 2023; SHAKERIGHADI *et al.*, 2023; ZHENG *et al.*, 2023):

- Variação da frequência elétrica em um SEP, causada pela desigualdade entre a oferta e a demanda de energia elétrica.
- Instabilidade causada pelo superaquecimento de componentes elétricos, como transformadores, geradores e cabos, devido a um aumento na corrente elétrica.
- Instabilidade ocasionada pela variação da tensão em um sistema elétrico de potência. Pode ser causada por fatores como variações na carga, falhas na rede e problemas com geradores ou transformadores.
- Instabilidade decorrente da transição de um estado operativo para outro. Por exemplo, quando uma fonte de energia é adicionada ou removida de um sistema elétrico de potência.
- Instabilidade causada por falhas de sincronismo entre as fontes de energia elétrica em um SEP.
- Instabilidade devido a variações de carga: é a instabilidade causada por variações na carga em um sistema elétrico de potência, como a adição ou remoção de grandes cargas elétricas.

Estes são apenas alguns exemplos das possíveis causas de instabilidade que podem ocorrer em sistemas elétricos de potência. É importante notar que a prevenção e o controle dessas instabilidades são cruciais para garantir a segurança e a continuidade do fornecimento de energia elétrica (KIKUSATO *et al.*, 2023; GHORBANI *et al.*, 2023).

Os geradores com interfaces de conversores representam um desafio e uma grande oportunidade para uma flexibilização sem precedentes no controle das fontes de energia. O desempenho dos CIGs é determinado pelos sistemas de controle e as estratégias utilizadas para controlar as interfaces dos conversores eletrônicos de potência entre as fontes de energia e as redes elétricas. A grande maioria dos CIGs usa conversores de fonte de tensão ou algum derivado deles (YAZDANI; IRAVANI, 2012; TEODORESCU; LISERRE; RODRIGUEZ, 2011), permitindo projetos que ofereçam controle total de quatro quadrantes. Nesses casos,

os conversores são totalmente capazes de controlar independentemente a corrente ativa e reativa que está sendo intercambiada com a rede, desde que a corrente total permaneça dentro da capacidade nominal dos chaveamentos da eletrônica de potência. Isso permite um controle rápido e preciso da potência ativa e reativa na maioria das circunstâncias. Essa situação levou a novos desafios e novas definições de estabilidade de tensão, conforme definido no IEEE PES Report intitulado “*Definition and Classification of Power System Stability Revisited*”, apresentado no General Meeting em 2021, e descritas em Hatziaargyriou *et al.* (2021). Para tal, foram definidas escalas de tempo dos fenômenos dinâmicos dos sistemas de potência. Essas escalas são apresentadas na Figura 2. Na sequência, na próxima seção, serão discutidos maiores detalhes sobre a estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência.

2.1 Estabilidade de Tensão

Segundo Kundur *et al.* (2004), a estabilidade de tensão refere-se à capacidade de um sistema de potência de manter tensões estáveis, próximas do valor nominal em todas as barras do sistema, após sofrer uma perturbação. Essa estabilidade depende da capacidade dos sistemas combinados de geração e transmissão em fornecer a potência solicitada pelas cargas (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Essa capacidade pode ser limitada pela máxima transferência de potência para um conjunto específico de barras e vinculada à queda de tensão que ocorre quando a potência ativa e/ou reativa flui pelas reatâncias indutivas da rede de transmissão. Um possível resultado da instabilidade de tensão é a perda de carga em uma área ou a queda de linhas de transmissão e outros componentes da rede por acionamento de seus sistemas de proteção, levando a interrupções em cascata. A perda de sincronismo de alguns geradores também pode resultar dessas interrupções ou de operar sob limitação de corrente de campo (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021).

Em outras palavras, a estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência é a capacidade de um sistema de manter sua tensão elétrica dentro de limites aceitáveis durante condições normais de operação e em situações de perturbação (ANITHA; ARUL, 2014). Esse tipo de estabilidade é importante porque variações na tensão podem afetar negativamente o desempenho e a segurança de equipamentos elétricos. Quando a tensão está instável ou fora de limites aceitáveis, pode haver interrupções no fornecimento de energia, danos a equipamentos elétricos e perda de qualidade na distribuição de energia (BELEIU *et al.*, 2018). Dessa forma, a estabilidade de tensão é um aspecto crítico para a segurança e confiabilidade dos sistemas elétricos de potência (ENTSO-E, 2020). Para garantir a estabilidade de tensão, os sistemas elétricos de potência utilizam controles de regulação de tensão e geração de energia, além de sistemas de *backup*, como geradores de reserva. A manutenção regular e o monitoramento contínuo também são importantes para assegurar a estabilidade de tensão.

De acordo com as definições e as escalas de tempo apresentadas na Figura 2, os novos tipos de estabilidade de tensão, caracterizados para garantir a segurança e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica em sistemas de energia elétrica modernos, podem ser agrupados nas seguintes classes (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021):

- Estabilidade de tensão dinâmica: é uma forma de estabilidade de tensão que considera as respostas de curto e longo prazos da rede elétrica aos distúrbios. Inclui o uso de tecnologias como controladores avançados, sistemas de sensores e análise de dados para monitorar e corrigir rapidamente quaisquer desequilíbrios na tensão.
- Estabilidade de tensão de harmônicos: é uma forma de estabilidade de tensão que considera a presença de correntes harmônicas na rede elétrica. Inclui o uso de filtros harmônicos e outras tecnologias para minimizar o impacto dos harmônicos na estabilidade da tensão. Atende aos requisitos de negócios, como a qualidade de energia para *data centers*.
- Estabilidade de tensão de sistemas interconectados: refere-se à capacidade de sistemas elétricos interconectados de manter a estabilidade de tensão em uma escala regional ou global.
- Estabilidade de tensão com fontes renováveis: é uma forma de estabilidade de tensão que considera a presença de fontes de energia renovável, como geradores solares e eólicos, na rede elétrica. Inclui o uso de tecnologias de armazenamento de energia e sistemas de gerenciamento de rede para garantir a estabilidade da tensão, mesmo quando as fontes renováveis não estão disponíveis.

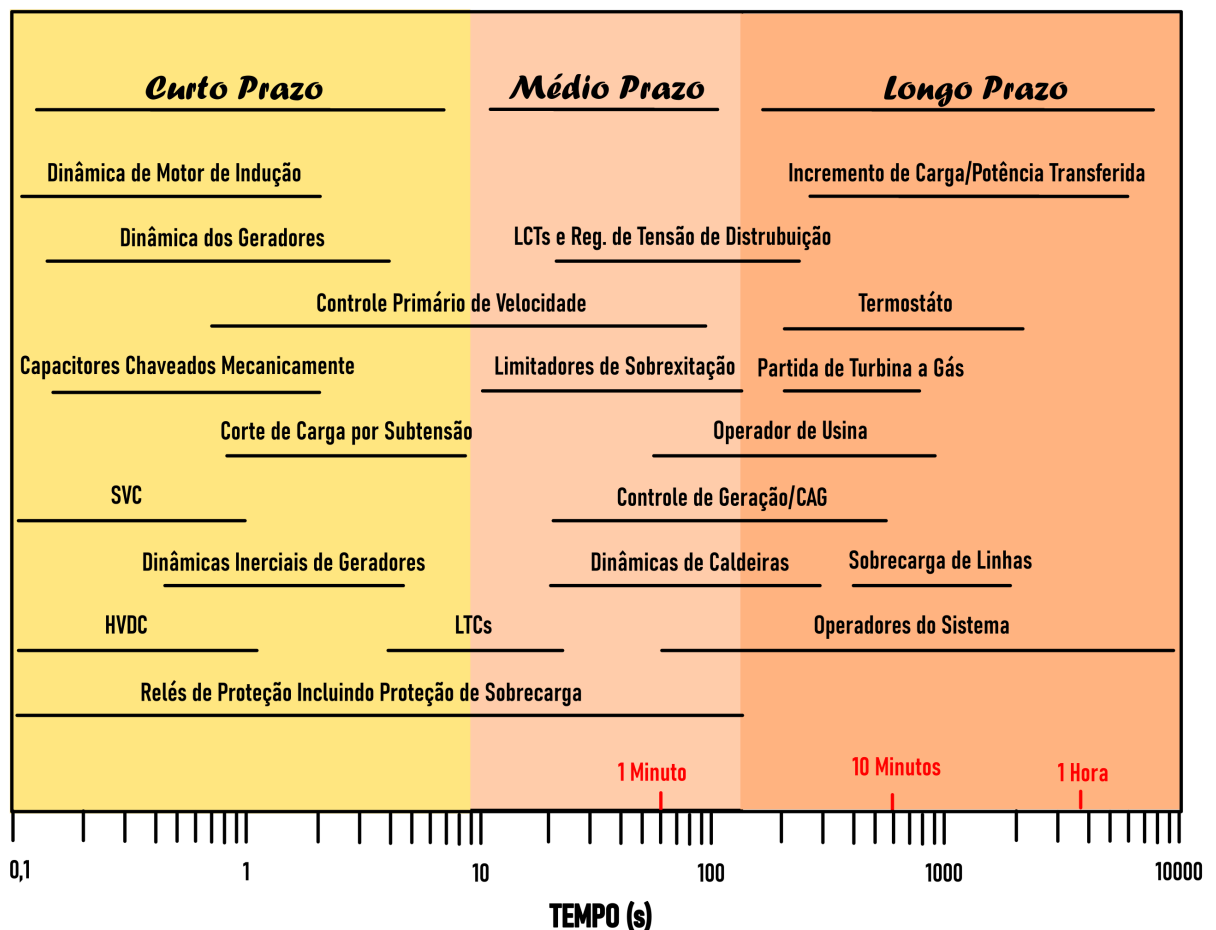
Essas definições mais amplas de estabilidade de tensão levam em conta as novas demandas do sistema elétrico e as mudanças na geração de energia. Esses tipos de estabilidade de tensão são importantes porque ajudam a garantir a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica em sistemas cada vez mais complexos e interconectados. Elas também são cruciais para a integração de fontes de energia renovável na rede elétrica, tornando a energia elétrica mais limpa e sustentável. Além disso, com a evolução da tecnologia e a complexificação dos sistemas elétricos de potência, têm surgido novas causas de instabilidade de tensão. Os sistemas híbridos podem ocasionar instabilidade devido à sua natureza combinada de diferentes tecnologias. Alguns exemplos incluem:

- Devido à interação entre fontes de energia diferentes, como fontes de energia convencionais e fontes de energia renováveis, pode haver variações na corrente elétrica que podem causar instabilidade de tensão.
- A adição de fontes de energia renováveis ao sistema elétrico pode afetar a estabilidade da frequência, o que pode levar a oscilações na tensão.

- A adição de fontes de energia não convencionais ao sistema elétrico pode causar variações na tensão devido a diferenças nas características de geração de energia dessas fontes.

Em geral, é importante garantir que os sistemas híbridos sejam projetados e operados de forma segura e estável para evitar esses tipos de instabilidade. A estabilidade de tensão é afetada por uma série de fatores, incluindo variações na carga, falhas de equipamentos, mudanças nas condições climáticas e interrupções no fornecimento de energia. Por isso, é crucial que os sistemas elétricos de potência sejam projetados e operados considerando esses fatores, a fim de garantir a estabilidade em todas as condições (FUNABASHI; LIU; SENJYU, 2016; SEYMOUR, 2005).

Figura 3 – Fenômenos de Estabilidade de Tensão e seu Tempo de Resposta.



Fonte: Adaptado de Taylor, 1994.

A modelagem adequada dos componentes de um SEP é uma etapa importante para garantir a estabilidade de tensão, incluindo sistemas híbridos. Na Figura 3, são apresentadas as escalas de tempo de atuação dos componentes do sistema que participam dos fenômenos associados à estabilidade de tensão. Nessa figura, é possível ilustrar a atuação

dos diferentes componentes, em segundos, em uma escala logarítmica. Comparando com a Figura 2, percebe-se que a Figura 3 abrange fenômenos eletromagnéticos, eletromecânicos e termodinâmicos, mas desconsidera fenômenos de onda. A partir da Figura 3, considerando essas escalas de tempo substancialmente diferentes, é possível classificar as dinâmicas do sistema como dinâmicas de curto, médio e longo prazo (ALBERTO, 2016; TAYLOR, 1994; CUTSEM; VOURNAS, 1998; ZHAO *et al.*, 2021; XIA *et al.*, 2020). Dos componentes apresentados na Figura 3, somente alguns deles participam significativamente em incidentes ou cenários específicos. A Tabela 1 especifica a participação desses componentes segundo as escalas de tempo descritas na Figura 3.

Assim, de forma geral, é possível classificar os estudos de estabilidade de tensão em três grandes grupos, relativos à escala de tempo em que as dinâmicas do sistema acontecem (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Estes são:

1. Estabilidade de curto prazo: capacidade de um sistema de recuperar sua tensão após uma perturbação de curta duração.
2. Estabilidade de médio prazo: capacidade de um sistema de manter sua tensão durante uma perturbação de duração intermediária.
3. Estabilidade de longo prazo: capacidade de um sistema de manter sua tensão após uma perturbação de longa duração.

O termo “colapso de tensão” também é frequentemente utilizado. Ele descreve o processo pelo qual uma sequência de eventos acompanha a instabilidade de tensão, levando a um apagão ou a tensões anormalmente baixas em uma parte significativa do sistema de energia (PILLCO, 2011). Essa terminologia é devidamente definida na Seção 3.2.4. Em situações de operação estável (ou instável) em baixa tensão, a continuidade do fornecimento de energia pode prosseguir após os comutadores de derivação do transformador atingirem seu limite de reforço, com o disparo intencional e/ou não intencional de algumas cargas. No entanto, a carga remanescente é alimentada com tensão anormalmente baixa, e a potência de carga original não é restaurada ao seu valor pré-distúrbio (ANDRADE, 2008). Com o crescente uso de fontes de energia renováveis, como energia eólica e solar, surge a necessidade de novas definições de estabilidade de tensão que levem em conta a variabilidade e incerteza dessas fontes (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021). Na sequência, serão discutidos os tipos de estabilidade de tensão mencionados acima.

2.1.1 Estabilidade de Curto Prazo

O equilíbrio dinâmico entre a geração, a carga e a rede de transmissão é essencial para garantir a estabilidade de tensão. Quando ocorrem variações na carga ou interrupções no sistema, as mudanças na demanda de energia elétrica podem levar a oscilações na tensão.

Se essas oscilações não forem controladas, elas podem se tornar cada vez mais amplas e resultar no colapso do sistema elétrico. Portanto, o objetivo da análise de estabilidade de tensão de curto prazo é desenvolver medidas para melhorar a estabilidade de tensão, como a implementação de dispositivos de controle de tensão, a adição de fontes de energia elétrica suplementares ou a reconfiguração da rede de transmissão. Além disso, essa análise pode ajudar a identificar as condições operacionais críticas que precisam ser monitoradas de perto para garantir a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico. A estabilidade de tensão de curto prazo envolve a dinâmica de componentes de carga de ação rápida, como

1. Motores de indução,
2. Cargas controladas eletronicamente,
3. *Links* HVDC e,
4. Geradores baseados em inversores.

O período de estudo de interesse é da ordem de alguns segundos, semelhante à estabilidade do ângulo do rotor ou estabilidade conduzida pelo conversor (tipo de interação lenta). Assim, devem ser utilizados modelos com o grau de detalhe adequado. Para a estabilidade de tensão a curto prazo, é essencial modelar dinamicamente as cargas, pois as falhas de curto-circuito próximas às cargas são a principal preocupação. Recomenda-se que o termo “estabilidade de tensão transitória” não seja utilizado, conforme já apontado em Kundur *et al.* (2004). Na sequência, são descritos os casos de instabilidade de tensão impulsionada por máquinas de indução e por *links* HVDC (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021).

1. Instabilidade Impulsionada por Máquinas de Indução:

De acordo com o PES-TR77, um caso mais típico de instabilidade de tensão de curto prazo é a parada de motores de indução após uma grande perturbação. Isso ocorre porque a perda de equilíbrio entre os torques eletromagnéticos e mecânicos ou a falta de atração para o equilíbrio estável devido à eliminação tardia da falha pode fazer com que os motores parem. Motores de indução monofásicos de partida/funcionamento de capacitores são ainda mais suscetíveis à parada do que grandes motores de indução trifásicos. Na América do Norte, a parada de um grande número desses motores de indução monofásicos leva a um fenômeno conhecido como Recuperação de Tensão Atrasada Induzida por Falha (*Fault Induced Delayed Voltage Recovery*). Embora, na maioria dos casos em que esse fenômeno foi observado, o sistema não tenha sucumbido à instabilidade de tensão, essa pode ser outra causa potencial de cascata e/ou instabilidade, dependendo da topologia da rede e proximidade de recursos reativos. A descrição acima de instabilidade de tensão de curto prazo se aplica a

todas as máquinas de indução (conectadas diretamente à rede), incluindo geradores. A diferença é que os geradores de indução aceleram (ao invés de perder velocidade) durante faltas e, se instáveis, são desconectados pela proteção de sobrevelocidade. A capacidade de suportar falhas dos CIGs deve ser modelada, pois as tensões reduzidas durante a parada do motor podem levar à desconexão dos CIGs, exacerbando ainda mais o problema (NERC, 2013; VENKATRAMAN; KHAITAN; AJJARAPU, 2018).

2. Instabilidade impulsionada por links HVDC:

Problemas de estabilidade de tensão também podem ocorrer nos terminais de *links* HVDC com conversores comutados de linha (*Line-commutated converters* LCC) usados para aplicações de longa distância ou *back-to-back*. Eles geralmente estão associados a *links* HVDC conectados a sistemas CA fracos e podem ocorrer em estações retificadoras ou inversoras, devido às características desfavoráveis de “carga” de potência reativa dos conversores. As estratégias de controle do link HVDC têm uma influência muito significativa sobre tais problemas, uma vez que as potências ativa e reativa na junção CA/CC são determinadas pelos controles. O fenômeno associado é relativamente rápido com o intervalo de tempo de interesse sendo da ordem de um segundo ou menos. Por outro lado, a instabilidade de tensão também pode estar associada aos controles do comutador do transformador do conversor, que é um fenômeno consideravelmente mais lento. O uso de conversores de fonte de tensão (*Voltage Source Converters* - VSC) em estações conversoras HVDC aumentou significativamente o escopo para operação estável de links HVDC em sistemas fracos em comparação com links HVDC baseados em LCC.

Existem diferentes técnicas e métodos que podem ser usados para melhorar a estabilidade de tensão de curto prazo em sistemas elétricos de potência. Algumas dessas técnicas incluem:

- O uso de dispositivos de proteção;
- A adição de capacitores de compensação de tensão;
- A reorganização da rede elétrica;
- A adição de fontes de energia renovável; e
- A melhoria da gerência da demanda.

Além disso, o monitoramento contínuo e a análise de dados históricos podem ser úteis para identificar pontos fracos no sistema e planejar medidas para melhorar a estabilidade de tensão de curto prazo. Outra técnica que pode ser utilizada para aprimorar a estabilidade de tensão de curto prazo é a implementação de recursos energéticos distribuídos,

que permitem que a energia gerada localmente seja utilizada imediatamente, ao invés de ser transmitida para outras áreas. Isso pode reduzir a carga sobre a rede elétrica principal e aumentar a estabilidade de tensão de curto prazo.

A estabilidade de tensão de curto prazo é uma preocupação crucial em sistemas elétricos de potência, especialmente devido ao crescente uso de fontes de energia renovável, como eólica e solar, que são variáveis e podem afetar a estabilidade do sistema. Para assegurar a estabilidade de tensão de curto prazo, é necessário desenvolver técnicas eficientes de controle e gestão da energia, além de utilizar sistemas de monitoramento em tempo real para identificar e responder rapidamente a problemas.

2.1.2 Estabilidade de Médio Prazo

A estabilidade de tensão a médio prazo refere-se à capacidade de um sistema de energia de manter níveis de tensão estáveis por um período de vários segundos a alguns minutos, sob condições operacionais variadas. Essa escala de tempo é normalmente mais longa do que a escala de tempo de estabilidade de tensão transitória (alguns segundos), mas menor do que a escala de tempo de estabilidade de tensão de longo prazo (várias horas a dias). Uma das principais causas de instabilidade de tensão a médio prazo é um aumento repentino na demanda de energia, que pode levar a uma queda nos níveis de tensão. Isso pode acontecer, por exemplo, na partida de uma grande planta industrial ou quando há um aumento súbito da carga (ar condicionado durante um dia quente). Por outro lado, reduções repentinas na demanda podem fazer com que os níveis de tensão subam. Este tipo de estabilidade é um aspecto crítico da operação do sistema de energia, particularmente em sistemas de energia de larga escala com altos níveis de integração e interconexão. Manter um perfil de tensão estável é essencial para garantir a operação confiável e segura da rede elétrica (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021; CUTSEM; VOURNAS, 1996; CUTSEM *et al.*, 1995).

Além das estratégias convencionais de controle de tensão, os operadores do sistema de energia também utilizam ferramentas de monitoramento e análise para prever e prevenir a instabilidade de tensão a médio prazo. Isso inclui simulações do sistema de energia, monitoramento em tempo real dos níveis de tensão e análises avançadas que podem detectar possíveis instabilidades antes que ocorram. Estratégias avançadas de controle e algoritmos de otimização também podem ser empregados para ajustar dinamicamente o fluxo de energia e os pontos de ajuste de tensão no sistema, melhorando assim a estabilidade de tensão a médio prazo (MAHARI; SEYEDI, 2016; QI; JIAN; LIPING, 2014; DONG, 2004; DONG *et al.*, 2003; YANHONG; TAISHAN; YUSHENG, 2002). Em geral, a estabilidade de tensão a médio prazo é um aspecto importante da operação do sistema de energia e requer monitoramento e controle cuidadosos para garantir que os níveis de tensão permaneçam estáveis e confiáveis. Pode ser afetada por vários fatores, incluindo as condições de operação

do sistema de potência, a topologia da rede e as características das cargas e geradores. Um dos principais desafios na manutenção da estabilidade de tensão a médio prazo é a resposta dinâmica dos geradores. Normalmente, os geradores têm uma capacidade limitada para ajustar sua saída em resposta a mudanças na carga ou na topologia da rede, podendo haver atrasos no tempo de resposta devido às características mecânicas e elétricas do gerador (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Para resolver esse problema, estratégias avançadas de controle e algoritmos de otimização podem ser utilizados para ajustar dinamicamente o fluxo de energia e os pontos de ajuste de tensão no sistema.

A estabilidade de tensão de médio prazo envolve equipamentos de atuação mais lenta, como transformadores de comutação, cargas controladas termostaticamente e limitadores de corrente do gerador (ver Tabela 1). Nessa escala de tempo, a máxima transferência de potência e o suporte de tensão são ainda mais limitados, especialmente quando alguns dos geradores atingem seus limites de capacidade de tempo de sobrecarga de corrente de campo e/ou armadura. O período de interesse do estudo pode se estender por vários minutos, e simulações de médio prazo são necessárias para análise de desempenho dinâmico do sistema. Diferentemente da instabilidade de curto prazo, a instabilidade de médio prazo geralmente não é conduzida por uma falta inicial, mas sim pela interrupção resultante do equipamento de transmissão e/ou geração após a eliminação da falta, levando a uma perda de equilíbrio (SCHLUETER; HU, 1994; CUTSEM; VOURNAS, 1996; CUTSEM; MAILHOTS, 1997). A instabilidade de médio prazo ocorre quando a dinâmica de carga tenta restaurar o consumo de energia além do limite máximo de transferência de energia. Também pode resultar quando a ação corretiva é incapaz de restaurar um equilíbrio estável pós-distúrbio em tempo hábil, tornando a convergência para um equilíbrio não possível (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021). Mesmo que o aumento da carga ocorra lentamente, a sequência de eventos, controles e ações acionadas (incluindo LTC, suporte reativo comutado e outros controles) requerem uma análise dinâmica.

2.1.3 Estabilidade de Longo Prazo

A estabilidade de tensão de longo prazo é um problema crítico em sistemas de energia elétrica. Ela ocorre quando há uma perturbação, aumento na demanda de carga ou mudança nas condições do sistema que leva a uma queda progressiva e incontrolável na tensão. O principal fator que contribui para a instabilidade de tensão de longo prazo é a incapacidade do sistema de energia elétrica em equilibrar a oferta e demanda de potência reativa (CAI; MA; HILL, 2020). Diferentemente da estabilidade de tensão de médio prazo, a estabilidade de longo prazo está associada às dinâmicas de longo prazo dos componentes do sistema, as quais ocorrem em períodos de horas a dias. É possível visualizar esta situação na Tabela 4, em que as dinâmicas de longo prazo são relativas aos Despachos de Geração estabelecidas pelos operadores do sistema (CUTSEM; VOURNAS, 1996).

De forma semelhante ao caso da estabilidade de tensão de médio prazo, ferramentas estáticas de análise são comumente usadas para avaliar a estabilidade de tensão de longo prazo. Essas ferramentas assumem um comportamento em estado estacionário do sistema, o que significa que elas ignoram as dinâmicas de atuação temporizada. No entanto, esta prática não é recomendada, pois pode levar a resultados imprecisos. Isso ocorre porque sistemas estressados são suscetíveis a instabilidade de tensão, e as dinâmicas de atuação temporizada podem desempenhar um papel importante na prevenção de instabilidade. Para superar essa limitação, ferramentas de análise de sistemas dinâmicos lineares e não lineares são usadas de forma complementar. Por exemplo, a estabilidade de um ponto de operação pode ser avaliada usando análise linearizada (autovalores de uma matriz jacobiana apropriada), enquanto modelos não lineares para avaliação de margem de estabilidade são necessários. A este respeito, a distinção entre pequenas e grandes perturbações deve ser considerada para estabilidade de tensão a longo prazo. A análise linearizada deve ser usada com cuidado, pois não pode levar em consideração efeitos não lineares, como limites, zonas mortas, etapas discretas do comutador de derivação e atrasos de tempo (constantes ou variáveis) (CAI; MA; HILL, 2020; LöF *et al.*, 1993).

A estabilidade de tensão a longo prazo pode ser estudada usando ferramentas estáticas (baseadas em equações de equilíbrio algébrico) para acelerar os cálculos. No entanto, isso não significa que o problema seja de natureza estática (ANDRADE, 2008; MA *et al.*, 2017). Na verdade, a estabilidade de tensão a longo prazo é um problema dinâmico, pois envolve o estudo do comportamento do sistema elétrico ao longo do tempo. O uso do termo “estabilidade de tensão estática” é desencorajado, pois resulta de uma confusão de meios e fins. Portanto, particularmente onde o tempo das ações de controle corretivo pós-perturbação é importante, a análise estática deve ser complementada por simulações no domínio do tempo (KUNDUR *et al.*, 2004).

2.1.4 Instabilidade por Sobretensão

A forma mais comum de instabilidade de tensão é a queda progressiva de tensão nas barras. No entanto, também existe o risco de instabilidade por sobretensão, que já foi experimentado em alguns casos (CUTSEM; MAILHOTS, 1997; VOURNAS; MANDOULIDIS, 2018). Essa instabilidade é causada por um comportamento capacitivo da rede (por exemplo, linhas de transmissão EHV/HV operando abaixo da carga de impedância de surto, capacitores *shunt* e bancos de filtros de estações HVDC), bem como por limitadores de subexcitação que impedem geradores e/ou compensadores síncronos de absorver o excesso de potência reativa. Nesse caso, a instabilidade está associada à incapacidade do sistema combinado de geração e transmissão de operar abaixo de um nível mínimo de consumo de carga. Em sua tentativa de restaurar essa potência de carga, os comutadores de derivação do transformador causam instabilidade de tensão de longo prazo.

Este tipo de instabilidade por sobretensão pode estar relacionado à autoexcitação das máquinas síncronas, associada à sobrecarga capacitiva da máquina síncrona, conforme discutido em (CUTSEM; MAILHOTS, 1997; WATSON; WATSON, 2020). A capacidade de corrente de campo negativo do excitatriz é um recurso que ajuda a limitar a auto-excitação (KUNDUR *et al.*, 2004). Com CIGTs localizados eletricamente próximos às cargas e com a capacidade de fornecer suporte de potência reativa suficiente com inversores inteligentes, os circuitos de transmissão em massa conectados a usinas geradoras convencionais levemente carregadas, experimentaram altas tensões durante períodos de baixa carga no ciclo diário.

2.1.5 Associações com outros tipos de Instabilidade

A estabilidade de tensão e outros tipos de estabilidade, como a estabilidade de frequência e a estabilidade angular, estão inter-relacionadas e afetam a operação geral do sistema elétrico de potência. A falta de estabilidade em um dos tipos pode afetar a estabilidade nos outros tipos. Por exemplo, uma grande perturbação no sistema pode afetar a estabilidade transitória, que pode levar a flutuações na tensão e na frequência, afetando assim a estabilidade de tensão e de frequência (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021).

1. Associação com a Estabilidade Angular:

Em Kundur (1994), é discutida a relação entre o ângulo do rotor e a estabilidade de tensão em sistemas de energia. Enfatiza-se que a distinção entre esses dois tipos de estabilidade não é baseada em acoplamento fraco, já que ambos são afetados pela potência ativa pré-distúrbio e fluxos de potência reativa. A queda progressiva nas tensões dos barramentos também pode causar instabilidade no ângulo do rotor, especialmente quando as máquinas perdem a sincronia, resultando no colapso do sistema. Por outro lado, a instabilidade de tensão pode resultar em condições operacionais degradadas, levando à instabilidade do ângulo do rotor em máquinas limitadas por corrente de campo.

2. Associação com a Estabilidade de Frequência:

Diferentemente da instabilidade de frequência, que diz respeito ao balanço geral de potência ativa em todo o sistema, a estabilidade de tensão está relacionada à transferência de energia elétrica da geração para barras de carga específicas. Em algumas situações, a geração de energia pode estar disponível, mas em locais remotos que dificultam a transmissão da energia para as cargas. Para avaliar a estabilidade de tensão, é necessário ter uma representação completa da rede de transmissão, pois isso permitirá uma análise mais precisa da transferência de energia elétrica para as cargas específicas (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021).

2.2 Mecanismos de Instabilidade de Tensão

As pequenas perturbações podem causar oscilações na tensão e afetar o desempenho do sistema a médio e longo prazo, enquanto que as grandes perturbações podem levar o sistema ao colapso e até mesmo a *blecautes*. Portanto, é essencial entender como o sistema responde a essas perturbações e desenvolver estratégias de controle para manter a estabilidade do sistema. Além disso, compreender a relação entre grandes e pequenas perturbações pode ajudar a identificar possíveis problemas de estabilidade de tensão e tomar medidas preventivas antes que se tornem um problema maior (ENTSO-E, 2020; HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

O problema de instabilidade de tensão pode ser abordado tanto a partir de um ponto de vista estático, como de um ponto de vista dinâmico. A abordagem estática é mais ilustrativa e não representa o problema de estabilidade de tensão por completo, podendo colaborar na compreensão de mecanismos típicos de instabilidade, vistos também desde o ponto de vista dinâmico. No caso contrário, a abordagem dinâmica possibilita a compreensão de mecanismos de instabilidade bem mais complexos, assim como a avaliação da sequência de eventos que levaram o sistema à instabilidade (SANTOS, 2019). Sequência de eventos ou eventos em cascata por exemplo, podem ser analisados a partir de uma abordagem dinâmica, permitindo analisar um cenário operativo específico, e uma melhor representação da realidade (ROWELL; WORMLEY, 1996).

Nas seguintes subseções, são tratados os mecanismos que desencadeiam uma situação de instabilidade de tensão, considerando tanto modelos dinâmicos acoplados como aqueles aproximados (ver Seção 2.1). Note que o procedimento proposto no Capítulo 4, considera as dinâmicas do sistema acoplado, i.e., as dinâmicas de curto, médio e longo prazo simultaneamente.

2.2.1 Resposta a Grandes Perturbações

Na sequência, são discutidas algumas definições e categorizações comumente encontradas na literatura de análise de estabilidade de tensão a grandes perturbações. Seguindo a classificação apresentada na Figura 1, as análises da resposta do sistema quando submetido a este tipo de perturbações incluem dinâmicas de curto, médio e longo prazo. Essa situação é detalhada abaixo.

1. **Instabilidade de Curto Prazo:** a instabilidade de tensão de curto prazo também é conhecida como “colapso de tensão transiente” (TAYLOR, 1994). No período de curto prazo imediatamente após uma perturbação, as variáveis lentas de médio e longo prazo ainda não respondem e podem ser consideradas constantes, resultando no sistema “aproximado de curto prazo” (ver Figura 4). Os três principais mecanismos de instabilidade relativos a este caso são (CUTSEM; VOURNAS, 1998):

- **Perda do equilíbrio pós-distúrbio das dinâmicas de curto prazo:** a escala de tempo de curto prazo está na mesma janela de tempo da estabilidade transiente do ângulo. Nesse sentido, a perda de sincronismo de um ou mais geradores após uma eliminação lenta de falta é um mecanismo típico do segundo tipo de instabilidade;
- **Falta de atração pelo equilíbrio estável pós-distúrbio da dinâmica de curto prazo:** o principal tipo de instabilidade decorre da tendência das cargas dinâmicas de restaurar a energia consumida no intervalo de tempo de 1 segundo. Um componente de carga típico deste tipo de instabilidade é o motor de indução. Outro exemplo são os *links* HVDC com controle de potência rápido;
- **Instabilidade oscilatória do equilíbrio pós-distúrbio:** é menos comum, mas casos de oscilações do motor-gerador foram relatados na prática, quando usadas cargas de potência constante em dinâmicas de curto prazo.

2. **Instabilidade de Médio e Longo Prazo:** para o caso de instabilidade de tensão de médio e longo prazo, quando o SEP é submetido à grandes perturbações, é possível considerar também uma análise à pequenas perturbações. Para analisar a estabilidade de tensão em sistemas elétricos diante de grandes e pequenas perturbações simultaneamente, é necessário realizar uma análise dinâmica do sistema acoplado (ver Figura 4). Essa análise deve considerar as variações de tensão e frequência que ocorrem após uma perturbação e analisar a forma como essas variações afetam o comportamento dos geradores e cargas do sistema. Para analisar a estabilidade de tensão em sistemas elétricos diante de grandes e pequenas perturbações simultaneamente, é necessário realizar uma análise dinâmica considerando as variações de tensão e frequência. São recomendadas técnicas como simulações de transitórios eletromecânicos e análises de estabilidade transitória. É importante avaliar a capacidade de regulação de tensão dos geradores e transformadores, além da capacidade das redes de transmissão e distribuição.

2.2.2 Resposta a Pequenas Perturbações

Supondo que o SEP apresente dinâmicas estáveis no curto prazo, o sistema é governado pelas dinâmicas de médio e longo prazo. Na presente subseção, assume-se que as dinâmicas de curto prazo respondem de maneira estável às mudanças nas variáveis de estado das dinâmicas de médio e longo prazo, portanto, podemos usar a aproximação *Quase Steady State* (QSS). Logo, assim como as dinâmicas de curto prazo, as dinâmicas de médio e longo prazo podem tornar-se instáveis das seguintes formas:

- **Por perda de equilíbrio das dinâmicas de médio e longo prazo:** este é o mecanismo de instabilidade mais típico, com as cargas tentando recuperar suas

potências pré-distúrbio por meio de ações dos LTCs (*Load Tap Changers*), ou atingir suas características de médio e longo prazo por meio de auto-restauração;

- **Por falta de atração do equilíbrio estável de médio e longo prazo:** seria um cenário similar ao do item acima, seguido por uma ação corretiva atrasada (por exemplo, comutação de compensação de *shunt* ou corte de carga) que restaura um equilíbrio estável, mas não rápido o suficiente para que o sistema seja atraído pelo equilíbrio estável pós-controle;
- **Através de oscilações lentas e crescentes de tensão:** segundo (CUTSEM; VOURNAS, 1998), este mecanismo de instabilidade não foi observado em sistemas de potência reais.

Em (CUTSEM; VOURNAS, 1998), são realizadas as determinações de bifurcações sela-nó, quando o sistema é sujeito a variações paramétricas. Entretanto, nessa abordagem, são desprezadas as limitações na corrente de armadura dos geradores. Como foi mostrado nas abordagens acima, ao utilizar as aproximações do modelo acoplado (QSS ou de curto prazo), sempre foram aplicadas suposições para possibilitar simplificações acima das dinâmicas de longo ou curto prazo.

2.3 Impacto dos Recursos Energéticos Distribuídos

Cada vez mais dispersas, as unidades geradoras conectadas a conversores que exploram fontes de energia renováveis estão em operação nas redes de distribuição, e têm um impacto crescente na dinâmica do sistema combinado de transmissão e distribuição (IEEE-PSDPC, 2017). Ainda que focando em sistemas de transmissão, uma modelagem adequada de redes de distribuição ativas em estudos dinâmicos de sistemas de transmissão é importante, embora desafiadora. Isso se aplica aos estudos dinâmicos de curto prazo em que a resposta da carga tem impacto. Também é relevante para a estabilidade de tensão de médio e longo prazo, onde a resposta de potência reativa de unidades geradoras dispersas pode melhorar ou piorar a evolução das tensões em condições de emergência (BINOTTO, 2022; SANTOS, 2019; IEEE-PSDPC, 2017; ARISTIDOU; VALVERDE; CUTSEM, 2017). A consideração de um alimentador equivalente de distribuição adequada também é recomendada para os casos com desequilíbrio de carga e penetração de unidades geradoras dispersas (BHARATI; AJJARAPU, 2020).

No presente capítulo foi apresentada uma revisão das principais definições tocantes à estabilidade de sistemas elétricos de potência, em especial à estabilidade de tensão. Também foram revistas as novas definições e classificações relativas a este assunto. No próximo capítulo, é apresentada a fundamentação teórica que embasa os estudos de análises de estabilidade de tensão de médio e longo prazo em sistemas elétricos de potência, quando consideradas pequenas perturbações.

3 ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

A análise dinâmica é considerada uma das mais precisas para lidar com a estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência, afinal, o próprio conceito de estabilidade de sistemas está diretamente ligado à análise de estabilidade de sistemas dinâmicos. Entretanto, esta abordagem apresenta algumas dificuldades. Uma delas é a complexidade computacional durante as simulações, que pode se tornar especialmente problemática em sistemas de grande porte. Para contornar esta situação, existem diversas aproximações dos modelos dinâmicos baseadas em modelos simplificados do sistema elétrico que podem ser usadas para avaliar rapidamente a estabilidade de tensão em situações específicas (KARBALAEI; ABBASI; SHABANI, 2022).

Entre as aproximações existentes na literatura, podemos citar as “aproximações de curto prazo”, as aproximações QSS e os modelos estáticos. Uma abordagem estática amplamente utilizada na literatura é a determinação do estado da rede através do Fluxo de Carga (ou Fluxo de Potência). Essa técnica é baseada na resolução das equações de fluxo de carga do sistema elétrico, que são equações não lineares que relacionam as tensões e as correntes em cada elemento da rede elétrica. Essas equações descrevem a relação entre a geração de energia elétrica, a demanda de carga, as perdas na rede e a capacidade de transporte de energia. A solução delas permite calcular as tensões em cada nó da rede, bem como as potências ativas e reativas em cada elemento (MONTICELLI, 1983).

Mesmo que o fluxo de carga seja rápido computacionalmente, ele se baseia em modelos matemáticos simplificados que podem não capturar adequadamente a complexidade do sistema elétrico, resultando em imprecisões, principalmente em sistemas com características não lineares ou dinâmicas. Sendo assim, este capítulo apresenta alguns aspectos teóricos das análises estática e dinâmica que servem de fundamentação para o procedimento proposto no Capítulo 4, que aproveita tanto a rapidez computacional da abordagem estática quanto a precisão da abordagem dinâmica.

3.1 Análise Dinâmica de Estabilidade de Tensão

A simulação dos comportamentos não lineares do sistema no domínio do tempo é capaz de avaliar fenômenos de curto e longo prazo simultaneamente. Isso ocorre porque essas simulações retratam os fenômenos elétricos de forma mais realista. Todas as análises realizadas desde um ponto de vista estático, também podem ser realizadas desde um ponto de vista dinâmico. Entretanto, não é possível realizar análises completas do sistema a partir de uma abordagem estática (SANTOS, 2019). Em Cutsem e Vournas (1998), é proposto um sistema não linear de equações algébrico-diferenciais discretas e contínuas capazes de descrever, de forma geral, as dinâmicas que mais influenciam o problema de estabilidade

de tensão, como as dinâmicas dos geradores, sistemas de transmissão e cargas de um SEP. Este sistema de equações algébrico-diferencial, indo das dinâmicas mais rápidas às mais lentas na Figura 3, é dado por

$$0 = g(x, y, z_c, z_d(k)), \quad (3.1)$$

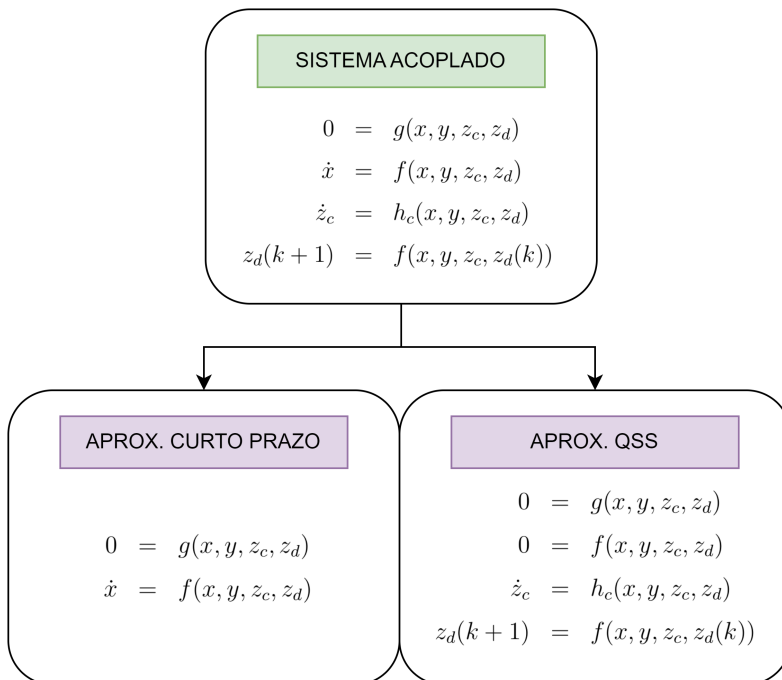
$$\dot{x} = f(x, y, z_c, z_d(k)), \quad (3.2)$$

$$\dot{z}_c = h_c(x, y, z_c, z_d(k)), \quad (3.3)$$

$$z_d(k+1) = h_d(x, y, z_c, z_d(k)), \quad (3.4)$$

em que as equações (3.1)-(3.4), expressam: a resposta instantânea da rede, as dinâmicas de curto prazo, e as dinâmicas de médio e longo prazo contínuas e discretas respectivamente. O vetor $x = [\delta, \omega, E'_q, v_{fd}, x_{oxl}, s]^T$, é o vetor de estados composto pelos ângulo do rotor (δ), frequência angular (ω), tensão atrás da reatância transitória (E'_q), tensão de campo (v_{fd}), *non-windup* do limitador de sobrexitação (x_{oxl}), e escorregamento do motor de indução (s), respectivamente. O vetor $y = [v_1, v_2, \dots, \theta_1, \theta_2, \dots]^T$, é o vetor de variáveis algébricas, composto comumente pelas tensões nodais da rede. Os vetores $z_c = [x_t]$ e $z_d = [r]$, são vetores de variáveis de estado contínuas e discretas respectivamente, em que x_t é relativa à ativação do *delay* do limitador de sobrexitação, e r expressa a lógica de comutação discreta do LTC (DONG *et al.*, 2003). Note que as constantes de tempo das dinâmicas de longa duração são muito maiores do que as constantes de tempo das dinâmicas de curta duração.

Figura 4 – Desacoplamento do Sistema segundo a Escala de Tempo a ser Estudada.



Fonte: Adaptado de Cutsem e Vournas (1998, p. 194).

O modelo apresentado acima é denominado “Modelo Acoplado”, uma vez que considera a modelagem dos componentes do sistema nas suas diferentes escalas de tempo de atuação. Logo, considerando as grandes diferenças nas escalas de tempo de atuação entre as dinâmicas de curto, médio e longo prazo, é comum realizar algumas suposições no modelo acoplado, com o objetivo de obter simplificações para a realização de estudos de curto ou longo prazo separadamente. Por exemplo, para fins de estudo e análise das dinâmicas de curto prazo, é comum assumir as equações (3.3) e (3.4), correspondentes às dinâmicas de longo prazo, como sendo praticamente constantes nos rápidos transitórios. Esta simplificação é denominada “Aproximação de Curto Prazo”. Da mesma forma, para realização de estudos de estabilidade de longo prazo, é comum assumir que as dinâmicas de curto prazo são infinitamente rápidas, e podem ser substituídas pelas suas equações de equilíbrio. Esta simplificação é denominada “Aproximação *Quase Steady State*”. Esta situação é ilustrada na Figura 4 (CUTSEM; VOURNAS, 1998).

Embora a utilização destes modelos desacoplados para os estudos de estabilidade de tensão seja amplamente empregada na literatura, é importante observar que na proposta apresentada no Capítulo 4, é considerado o modelo acoplado completo do sistema - equações (3.1)-(3.4) - evitando imprecisões decorrentes das simplificações descritas no parágrafo anterior.

Tabela 1 – Componentes Importantes de Dinâmicas de Médio e Longo Prazo na Estabilidade de Tensão

Tipo	Componente
Fenômeno	<ul style="list-style-type: none"> • Recuperação das Cargas Termostáticas • Recuperação das Cargas Agregadas
Controladores	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Load Tap Changers</i> (LTCs) • Capacitores/Indutores Chaveados • Controle Secundário de Tensão • Controle Frequência-Carga
Dispositivos de Proteção	<ul style="list-style-type: none"> • Limitadores de Sobretensão (OXL) • Limitadores de Correntes de Armadura

Fonte: Adaptado de Van Cutsen, 1996

Métodos de integração numérica são usados para resolver as equações não lineares

apresentadas em (3.1)-(3.4), entre eles: o método de Euler, os métodos de Runge-Kutta e a regra trapezoidal (KUNDUR, 1994). Atualmente, simulações dinâmicas são amplamente utilizadas nas análises de estabilidade de tensão de curto prazo, devido ao aprimoramento da capacidade de processamento computacional da resolução numérica das equações que compõem o modelo acoplado. Entretanto, para o caso de estabilidade de tensão de médio e longo prazo, ainda existem entraves quanto ao tempo de simulação e esforço computacional requeridos, quando o modelo acoplado for utilizado.

A modelagem adequada dos componentes do sistema é importante, pois pode ser usada para simular o comportamento do sistema elétrico em condições diferentes, incluindo variações na carga, mudanças nas fontes de energia, etc. A simulação desses modelos permite avaliar a estabilidade de tensão do SEP (HATZIARGYRIOU *et al.*, 2021). Durante a análise de estabilidade de tensão, a simulação dos modelos matemáticos permite avaliar a estabilidade de tensão do sistema, identificando pontos fracos e possíveis soluções para melhorar sua estabilidade. Portanto, a modelagem cuidadosa e precisa dos componentes do sistema é fundamental para garantir o funcionamento seguro e confiável de sistemas híbridos e outros sistemas elétricos.

A simulação dinâmica do modelo acoplado é uma ferramenta importante, pois permite simular uma sequência de eventos ou perturbações (em cascata) e, portanto, um cenário operativo variante no tempo. Por exemplo, é possível simular a resposta do sistema elétrico a uma falha em um equipamento específico, como um transformador ou um disjuntor, e analisar como a queda de tensão, a variação de frequência e a sobrecarga podem afetar outros componentes do sistema. No contexto de sistemas elétricos, a instabilidade de tensão é um problema que pode ocorrer tanto em curto, médio ou longo prazo. No entanto, é especialmente problemática em situações de médio e longo prazo, onde o aumento gradual da carga pode influenciar a atuação de outros elementos temporizados. A análise dinâmica é fundamental para identificar pontos críticos do sistema, como oscilações de tensão ou sobrecargas em equipamentos específicos. Com base nessas informações, os operadores do sistema elétrico podem tomar medidas preventivas, como ajustar as configurações dos equipamentos ou deslocar a carga para outras partes do sistema (ANDRADE, 2008).

3.2 Análise Estática de Estabilidade de Tensão

Embora os recursos e capacidades de programas de simulação no domínio do tempo de estabilidade de tensão foram bastante aprimorados nos últimos anos para torná-los adequados para a avaliação de problemas de estabilidade de tensão e de médio e longo prazo, seu esforço computacional ainda é elevado para aplicações em operação em tempo real, especialmente quando se tratando de dinâmicas de médio e longo prazo. É dessa forma, que o Capítulo 4, propõe a utilização do modelo estático do sistema de equações apresentado na Seção 2.1, para permitir economia no esforço computacional durante a

simulação dinâmica. Para a obtenção do mesmo, considere o equilíbrio do sistema dinâmico não linear de equações contínuas e discretas em (3.1)-(3.4), dado por

$$0 = g(x, y, z_c, z_d(k)) \quad (3.5)$$

$$0 = f(x, y, z_c, z_d(k)) \quad (3.6)$$

$$0 = h_c(x, y, z_c, z_d(k)) \quad (3.7)$$

$$0 = h(x, y, z_c, z_d(k)) \quad (3.8)$$

em que $h = h_d(x, y, z_c, z_d(k)) - z_d(k)$ e $z_d(k) = z_d(k + 1)$. O sistema em (3.5)-(3.8) é um sistema puramente algébrico, composto por vetores de variáveis de estado, onde as funções g , f e h_c são funções suaves, e h é igualmente uma função suave a partir de certas suposições definidas em (CUTSEM; VOURNAS, 1998). A solução do sistema em (3.5)-(3.8), configura a existência de um ponto de equilíbrio ou ponto de operação para o sistema dinâmico em (3.1)-(3.4). Logo, assumindo a existência de pontos de equilíbrio em (3.1)-(3.4) e desde que as funções g , f e h_c são funções suaves, o Teorema da Função Implícita pode ser aplicado em (3.5)-(3.8), sob certas condições, e os pontos de equilíbrio x_e , z_{c_e} e $z_{d_e}(k)$ podem ser expressos por

$$x_e = \hat{f}(y) \quad (3.9)$$

$$z_{c_e} = \hat{h}_c(y) \quad (3.10)$$

$$z_{d_e}(k) = \hat{h}_d(y), \quad (3.11)$$

onde \hat{f} , \hat{h} e \hat{h}_d são funções inteiramente dependentes de y . Na sequência, substituindo os pontos de equilíbrio (3.9)-(3.11) no modelo da rede em (3.5), obtemos

$$0 = g(x_e, y, z_{c_e}, z_{d_e}(k)) = g(y), \quad (3.12)$$

cuja solução resulta na solução do sistema em (3.5)-(3.8). Segundo Cutsem e Vournas (1998), usualmente a rede está composta principalmente por linhas de transmissão, cabos, transformadores, e possivelmente capacitores série e comutadores de fase. Assim, a modelagem da rede pode ser formulada em função das admitâncias dos elementos *shunt* e das tensões e correntes nodais, considerando o modelo de duas portas para os componentes da rede (linhas, transformadores, compensadores, entre outros). Para a obtenção do modelo da rede em (3.1), a partir de Cutsem e Vournas (1998), considerando a frequência quasi-sinusoidal nominal e a definição de uma referência única e comum para todos esses fasores, as relações de tensão-corrente relativas a um sistema de NB barras podem ser escritas em forma vetorial como sendo,

$$\bar{I} - Y\bar{V} = 0 \quad (3.13)$$

em que \bar{I} é o vetor NB -dimensional das correntes complexas injetadas, \bar{V} é o vetor NB -dimensional das tensões nodais e Y é a matriz de admitâncias nodais de dimensão $NB \times NB$. Na sequência, considerando um modelo de duas portas para os componentes da rede, é possível estabelecer a seguinte equação para as barras i e j

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{ij} \\ \bar{I}_{ji} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ij} + Y_{sij} & -Y_{ij} \\ -Y_{ji} & Y_{ji} + Y_{sji} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_j \\ \bar{V}_i \end{bmatrix}. \quad (3.14)$$

Dessa forma, o modelo de rede é obtido pela conexão das distintas barras (considerando o modelo de duas portas) de acordo com a topologia do sistema. Assim, pela lei das correntes de Kirchhoff, obtém-se

$$\bar{I}_i - Y_{si}\bar{V}_i - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} \bar{I}_{ij} = 0 \quad (3.15)$$

e utilizando (3.14) em (3.15),

$$\bar{I}_i - Y_{si}\bar{V}_i - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} Y_{sij}\bar{V}_i - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} Y_{ij}(\bar{V}_i - \bar{V}_j) = 0 \quad (3.16)$$

onde Y_{si} é a matriz de admitância de todos os elementos *shunt* presentes na barra i , \bar{I}_i é a corrente injetada por algum gerador, carga e/ou compensador conectado a esta barra e $\mathcal{N}(i)$ é o conjunto de barras diretamente conectadas à barra i (para $i = 1, \dots, NB$). Logo, convenientemente, com o objetivo de uma melhor manipulação das equações da rede no equilíbrio do sistema dinâmico, é possível reescrever o modelo da rede com $2NB$ equações nos Reais ao invés de NB equações nos Complexos. Para tal, é possível definir

$$\bar{I}_i = i_{xi} + j i_{yi} \quad (3.17)$$

$$\bar{V}_i = v_{xi} + j v_{yi} \quad (3.18)$$

juntamente com as seguintes condutâncias e susceptâncias,

$$\bar{Y}_{si} = j B_{si} \quad (3.19)$$

$$\bar{Y}_{sij} = G_{sij} + j B_{sij} \quad (3.20)$$

$$\bar{Y}_{ij} = G_{ij} + j B_{ij}. \quad (3.21)$$

Assim, de (3.16), (3.17) e (3.19), obtemos

$$\begin{aligned}
i_{x_i} + B_{s_i} v_{y_i} - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} (G_{s_{ij}} v_{x_i} - B_{s_{ij}} v_{y_i}) \\
- \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} [G_{ij}(v_{x_i} - v_{x_j}) - B_{ij}(v_{y_i} - v_{y_j})] = 0
\end{aligned} \tag{3.22}$$

$$\begin{aligned}
i_{y_i} - B_{s_i} v_{x_i} - \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} (B_{s_{ij}} v_{x_i} + G_{s_{ij}} v_{y_i}) \\
- \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} [B_{ij}(v_{x_i} - v_{x_j}) + G_{ij}(v_{y_i} - v_{y_j})] = 0,
\end{aligned} \tag{3.23}$$

que é equivalente a (3.1), entretanto $y = [v_x, v_y]^T$. Note que as correntes real e imaginária i_x e i_y são funções das tensões v_x e v_y , assim como das variáveis de estado das dinâmicas de curto e longo prazo x , z_c e $z_d(k)$ respectivamente (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Outros componentes, como HVDC e dispositivos FACTS (incluindo SVCs), podem ser incluídos através de expressões apropriadas para as correntes i_x e i_y . Também de Cutsem e Vournas (1998), de forma geral, é possível expressar o vetor de funções $g(y)$ em termos das potências ativa e reativa. Logo, partir de (3.22)-(3.23), considerando $\bar{V}_i = v_{x_i} + jv_{y_i} = v_i e^{j\theta_i}$ e fazendo algumas manipulações, obtemos o modelo da rede apresentado em (3.1)

$$\begin{aligned}
P_i - v_i^2 \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} (G_{s_{ij}} - G_{ij}) \\
+ v_i \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} v_j [G_{ij}(\cos \theta_i - \cos \theta_j) + B_{ij}(\sin \theta_i - \sin \theta_j)] = 0
\end{aligned} \tag{3.24}$$

$$\begin{aligned}
Q_i + v_i^2 \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} (B_{s_{ij}} - B_{ij}) + B_{s_i} v_i^2 \\
- v_i \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} v_j [B_{ij}(\cos \theta_i - \cos \theta_j) - G_{ij}(\sin \theta_i - \sin \theta_j)] = 0,
\end{aligned} \tag{3.25}$$

que, equivalentemente, uma vez divididas as equações em (3.24)-(3.25) por v_i , estas produzem a formulação do modelo da rede (3.1) em termos das correntes ativa e reativa,

$$\begin{aligned}
I_{P_i} - v_i \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} (G_{s_{ij}} - G_{ij}) \\
+ v_i \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} v_j [G_{ij}(\cos \theta_i - \cos \theta_j) + B_{ij}(\sin \theta_i - \sin \theta_j)] = 0
\end{aligned} \tag{3.26}$$

$$\begin{aligned}
I_{Q_i} + v_i \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} (B_{s_{ij}} - B_{ij}) + B_{s_i} v_i \\
- v_i \sum_{j \in \mathcal{N}(i)} v_j [B_{ij}(\cos \theta_i - \cos \theta_j) - G_{ij}(\sin \theta_i - \sin \theta_j)] = 0.
\end{aligned} \tag{3.27}$$

Novamente, como mencionado anteriormente, as correntes injetadas I_{P_i} e I_{Q_i} em (3.26)-(3.27) devem ser expressas em termos das magnitudes e ângulos de fase das tensões

nodais, assim como de algumas variáveis de estado das dinâmicas do sistema x , z_c e $z_d(k)$. Assim, como definido anteriormente, para esta representação, o vetor de variáveis algébricas é definido como $y = [\mathbf{V}, \theta]^T$, em que $\mathbf{V} = [v_1, \dots, v_{NB}]^T$ e $\theta = [\theta_1, \dots, \theta_{NB}]^T$, o que permite escrever as equações em (3.24)-(3.25) ou (3.26)-(3.27) na forma compacta apresentada em (3.1). Além disso, uma vez no equilíbrio, ou seja, quando $x = x_e$, $z_c = z_{c_e}$ e $z_d(k) = z_{d_e}(k)$, as equações em (3.24)-(3.25) e (3.26)-(3.27) são equivalentes à equação em (3.12), a qual depende unicamente das variáveis algébricas do sistema, y . Finalmente, a solução do sistema de equações em (3.12) produz um ponto de operação para o sistema, representado pelas equações dinâmicas em (3.1-3.4).

A partir disto, é possível estabelecer o equacionamento para a aplicação do método da continuação¹ ao ponto de operação determinado pela solução de (3.12), considerando os tipos de barras existentes no sistema, sendo estas barras de geração ou de carga. Para tal, considere o seguinte modelo (NASCIMENTO *et al.*, 2023)

$$\phi(y, \lambda) = \begin{cases} P_i^{espec}(\lambda) - P_i^{calc}(y) \\ Q_j^{espec}(\lambda) - Q_j^{calc}(y) \end{cases} = 0, \quad \begin{matrix} i \in PV \cup PQ, \\ j \in PQ, \end{matrix} \quad (3.28)$$

em que P_i^{espec} , Q_j^{espec} são as potências ativa e reativa especificadas determinadas pela resolução de (3.12), enquanto que P_i^{calc} , Q_j^{calc} são as potências ativa e reativa calculadas, PV é o conjunto de barras de geração e PQ é o conjunto de barras de carga, λ é um parâmetro de crescimento de carga, definido a partir de (3.28), como sendo

$$P_{CT} = (1 + \lambda)P_{CT}^0 = \sum_{j \in PQ} P_j^{espec}(\lambda) \quad (3.29)$$

$$Q_{CT} = (1 + \lambda)Q_{CT}^0 = \sum_{j \in PQ} Q_j^{espec}(\lambda), \quad j \in PQ, \quad (3.30)$$

onde P_{CT} and Q_{CT} são as potências ativa e reativa totais das cargas para um dado parâmetro de carga λ , e P_{CT}^0 and Q_{CT}^0 são as potências ativas e reativas totais para o caso base, quando considerado fator de potência constante². Assim, desde que a dimensão do conjunto PV , é dada por n_{PV} e a dimensão do conjunto PQ é dada por n_{PQ} , o vetor de funções formulado em (3.28) apresenta dimensão $n = 2n_{PQ} + n_{PV}$, enquanto que o número de variáveis desconhecidas do mesmo vetor é de $n + 1$, considerando a adição do parâmetro λ .

O método da continuação consta de três passos: parametrização física, predição e correção (ver Figura 5). A etapa de parametrização física consiste na escolha de um

¹ Também conhecido como Método do Fluxo de Carga Continuado (CPFlow - *Continuation Power Flow*.)

² Em (NASCIMENTO *et al.*, 2023) é apresentada uma modelagem para diferentes direções de crescimento da carga. No presente trabalho, foi considerado fator de potência constante.

parâmetro de controle λ e adição desse parâmetro ao sistema de equações não lineares em (3.28). Porém, devido a problemas de singularidade da matriz jacobiana quando o sistema está próximo de $\lambda_{max} = \max(\lambda)$, foram propostas na literatura diferentes parametrizações alternativas, como a parametrização de comprimento de arco aqui empregada. Dessa forma, uma nova equação deve ser acrescentada ao sistema em (3.28), representando a parametrização por comprimento de arco

$$p(y, \lambda) = \sum_k (y_k - y_k^m)^2 + (\lambda_k - \lambda^m)^2 - \sigma^2, \quad (3.31)$$

em que $k = 1, 2, \dots$, é o número de iteração no processo de resolução numérica, y^m e λ^m são os valores atuais das variáveis e parâmetro de controle respectivamente, e σ é o tamanho do passo (NASCIMENTO *et al.*, 2023). A etapa de predição consiste na atribuição de um valor inicial ao parâmetro de controle λ , e posterior resolução do sistema em (3.28) acrescido da equação (3.31) através de métodos numéricos, cuja solução aproximada será utilizada para correção na próxima etapa. Nesta etapa, o vetor tangente $z = (dy, d\lambda)^T$, é empregado para estimar o próximo ponto de equilíbrio. Este vetor é dado por,

$$\begin{bmatrix} D_y \phi & D_\lambda \phi \\ D_y^{m-1} p & D_\lambda^{m-1} p \end{bmatrix} z = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \end{bmatrix}, \quad (3.32)$$

em que $D_y \phi$ e $D_\lambda \phi$, são as matrizes jacobianas da função f com respeito a y e λ respectivamente, $D_y^{m-1} p$ e $D_\lambda^{m-1} p$, são as matrizes jacobianas da função p com respeito a y e λ respectivamente, no ponto de solução prévio $m - 1$. Assim, o próximo ponto predito é

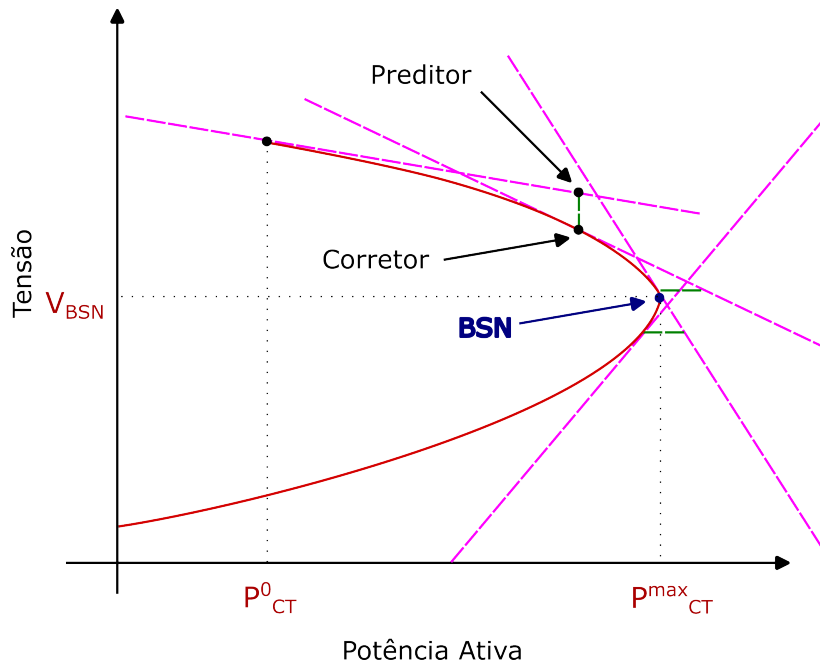
$$\begin{bmatrix} \hat{y}^{m+1} \\ \hat{\lambda}^{m+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{y}^m \\ \hat{\lambda}^m \end{bmatrix} + \sigma z. \quad (3.33)$$

Finalmente, na etapa da correção, o próximo passo é a correção do ponto predito. O ponto corrigido $[y^{m+1}, \lambda^{m+1}]^T$, é obtido através da resolução de um fluxo de carga estendido utilizando algum método de resolução numérica, no qual o ponto previsto $[\hat{y}^{m+1}, \hat{\lambda}^{m+1}]^T$, é empregado como valor inicial deste processo de resolução (NASCIMENTO *et al.*, 2023),

$$\Phi(y, \lambda) = \begin{bmatrix} \phi(y, \lambda) \\ p(y, \lambda) \end{bmatrix} = 0. \quad (3.34)$$

Neste passo, a verificação dos limites de geração de potência reativa é realizada a cada iteração, conforme (Van Cutsen, 1998). Quando o limite de geração de uma barra é alcançado, então o tipo de barra é transformado de barra de geração para barra de carga. Na sequência, os passos de predição e correção são repetidos até que o Ponto de Máximo Carregamento (PMC) seja alcançado, definido por Bifurcações Sela-Nó (BSN) ou Bifurcações Induzidas por Limite (BIL).

Figura 5 – Ilustração da Determinação Ponto de Colapso pelo Método da Continuação.



Fonte: Adaptado de Ajjarapu e Christy (1992).

Durante a abordagem estática descrita nesta subseção, é importante destacar três situações:

1. Embora o tempo não apareça explicitamente na formulação das equações do sistema, ele aparece implicitamente como uma variação discreta relacionada ao aumento gradual do parâmetro de controle λ , indicando uma sucessão de equilíbrios no comportamento do sistema. Em outras palavras, estabelece-se implicitamente que os equilíbrios ou pontos de operação do sistema estudado vão se suceder no tempo em um processo de aumento gradual da carga.
2. A segunda questão importante a ser observada durante a aplicação da abordagem estática é que, devido a problemas de convergência da parametrização física do sistema durante a aplicação do Método da Continuação (singularidade da matriz Jacobiana do fluxo de carga convencional nas proximidades do ponto de máximo carregamento), novas parametrizações têm sido necessariamente introduzidas na literatura para a aplicação deste método. Em alguns casos, é possível inclusive obter os pontos de equilíbrio instáveis (parte inferior da curva PV) do sistema, os quais não são úteis durante o estudo dos sistemas reais (AJJARAPU, 2006; AJJARAPU; CHRISTY, 1992).
3. A partir dos equacionamentos apresentados ao longo desta subseção e das questões abordadas nos dois últimos parágrafos, é possível estabelecer a aplicabilidade das

análises estática e dinâmica de forma sequencial, buscando alcançar um compromisso entre a rapidez computacional e a precisão dos resultados durante os estudos de estabilidade de tensão de médio e longo prazo.

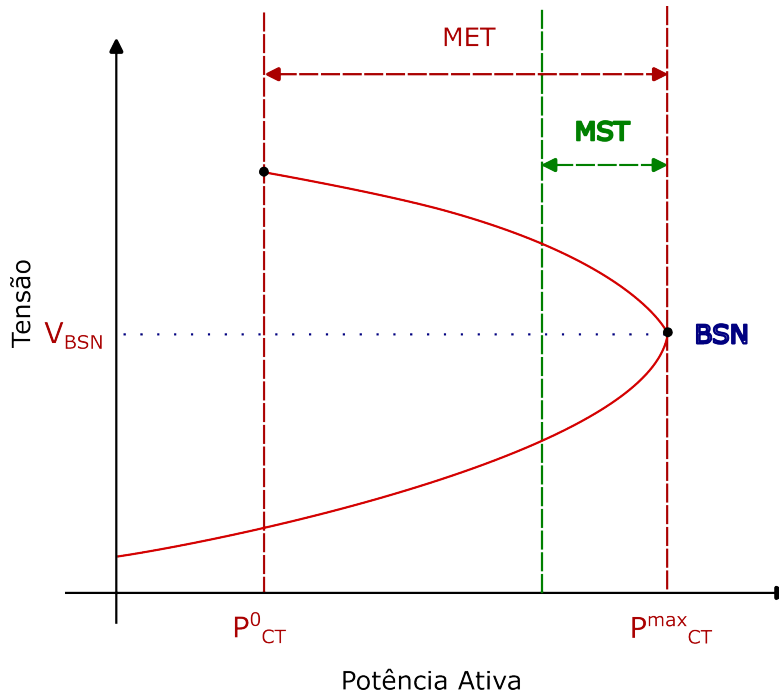
3.2.1 Margem de Estabilidade de Tensão

As principais causas de instabilidade devido a variações lentas de carga são ocasionadas por bifurcações locais do tipo sela-nó, de Hopf (BH) e bifurcações induzidas por limites ou estruturais (ALBERTO, 2016). A bifurcação sela-nó ocorre quando o sistema perde a capacidade de manter o equilíbrio entre a geração e o consumo de potência reativa, levando a uma queda progressiva nas tensões de algumas barras. A bifurcação de Hopf ocorre quando o sistema apresenta oscilações auto-sustentadas nas tensões e nas correntes, podendo levar a uma perda de sincronismo ou a um colapso de tensão. A bifurcação induzida por limite é um tipo de bifurcação estrutural que ocorre quando o sistema atinge algum limite operativo, como a saturação dos geradores ou dos transformadores, alterando a topologia do sistema e reduzindo a margem de estabilidade (SALIM, 2011).

Quando aplicada à abordagem estática ou “em regime permanente” apresentada na seção anterior, a distância de colapso de tensão ou Margem de Estabilidade de Tensão (MET), é medida como a diferença entre o ponto de máximo carregamento numa dada direção de crescimento de carga e o carregamento atual (CUTSEM; VOURNAS, 1998). Entretanto, esta margem pode não refletir adequadamente os verdadeiros limites de carregamento quando empregados modelos estáticos simplificados, os quais não exibem instabilidades oscilatórias, como as bifurcações de Hopf (instabilidade devido a pequenas perturbações). Sendo assim, estudos considerando apenas a modelagem estática simplificada durante a análise de estabilidade de tensão, apesar de serem aplicáveis a uma parcela de problemas, podem não ser adequados para outra parcela significativa de problemas (BENTO, 2020).

Assim, para calcular a distância até o colapso de tensão em sistemas de transmissão de energia elétrica, é aconselhável utilizar métodos dinâmicos, pois eles levam em consideração as características dinâmicas do sistema elétrico, como a resposta do sistema a perturbações e o comportamento dos geradores e cargas durante essas perturbações. Os métodos estáticos, por outro lado, consideram apenas uma sequência de pontos de equilíbrio “estáveis” do sistema elétrico, sem levar em conta o comportamento dos elementos temporizados que o compõem e a sua resposta a diferentes perturbações (MOHN; SOUZA, 2002). Nesse sentido, os métodos dinâmicos seriam capazes de fornecer uma estimativa mais precisa da distância para o colapso de tensão, permitindo que o sistema elétrico seja operado com maior segurança e eficiência (ABUR; EXPOSITO, 2004; SAUER; PAI, 2007; KUNDUR, 1994). Retomando a formulação matemática para o Método da Continuação, apresentada nas equações (3.28)-(3.34), é possível definir a MET ou margem de carga de

Figura 6 – Ilustração Determinação da Margem de Estabilidade de Tensão



Fonte: Adaptado de Vilela (2014).

potência ativa (HUANG *et al.*, 2019), como uma função do parâmetro de crescimento de carga λ e o ponto de máximo carregamento. Logo,

$$MET = \lambda_{max} \times 100\% = \frac{P_{CT}^{max} - P_{CT}^0}{P_{CT}^0} \times 100\%. \quad (3.35)$$

Os recursos energéticos distribuídos, que incluem a Geração Distribuída (GD), podem afetar as margens de estabilidade de tensão, especialmente no que diz respeito à estabilidade de médio prazo, devido às variações na geração de energia elétrica decorrentes das variações climáticas e sazonalidade, especialmente durante períodos de alta demanda de energia elétrica. Por exemplo, a geração de energia solar é influenciada pela presença ou ausência de sol, enquanto a geração de energia eólica é influenciada pela velocidade do vento. Para garantir a estabilidade de tensão de médio prazo em sistemas elétricos com recursos energéticos distribuídos, é necessário um planejamento cuidadoso da rede elétrica, incluindo a implementação de tecnologias avançadas de monitoramento, controle e proteção. Além disso, é importante que a regulação e a política energética incentivem o uso de tecnologias de armazenamento de energia, como baterias, para suavizar as flutuações na geração de energia elétrica (LIANG; CHAI; RAVISHANKAR, 2022; SALAMA; VOKONY, 2022; SAKA *et al.*, 2021).

O desligamento dos recursos energéticos distribuídos pode agravar o colapso de tensão. Isso ocorre porque esses recursos, como geradores solares ou eólicos, são importantes

fontes de geração de energia que ajudam a equilibrar a rede elétrica. Quando ocorre um colapso de tensão, a demanda de energia elétrica pode superar a oferta disponível, levando a quedas de energia em áreas inteiras. Se os recursos energéticos distribuídos forem desligados, a quantidade de energia disponível na rede elétrica diminuirá, o que pode piorar o colapso de tensão. Por outro lado, manter os recursos energéticos distribuídos em operação durante um colapso de tensão pode ajudar a estabilizar a rede elétrica, fornecendo energia adicional para compensar a queda na oferta. Portanto, é essencial manter esses recursos energéticos distribuídos em operação durante um colapso de tensão para evitar a interrupção de energia em grande escala (BINOTTO, 2022; SANTOS, 2019; HATZIARGYRIOU *et al.*, 2017).

3.2.2 Margem de Segurança de Tensão

A Margem de Segurança de Tensão (MST) é a distância mínima para um ponto de operação em que um sistema elétrico corre o risco de ficar instável em relação à tensão (ONS, 2022). A MST reflete a condição de estresse do sistema e, de certa forma, fornece indicadores que devem ser observados e controlados pelos operadores do sistema, como, por exemplo, o redespacho da geração (SANTOS, 2019). Para que um sistema elétrico seja considerado seguro em relação à tensão, é preciso que a MST e os níveis de tensão pré-contingência e pós-contingência estejam em conformidade com os critérios estabelecidos para uma determinada condição operacional (ver Figura 6). Técnicas estáticas são geralmente utilizadas para definir margens de segurança, selecionar contingências críticas e identificar áreas e controles críticos, enquanto simulações no domínio do tempo são usadas para confirmar as margens de segurança e estudar a interação entre controles.

Segundo o ONS (2022):

“No âmbito do planejamento da operação, os estudos de segurança de tensão, quando pertinentes, devem determinar margens de segurança considerando rede completa e Rede Incompleta, seja pelas incertezas presentes nesses horizontes, seja pela necessidade de previsão de manutenção de elementos ou recursos importantes da rede. Em tempo real, uma vez que o estado e a topologia do sistema são conhecidos, pode ser necessário um número menor de cenários e menor margem de segurança de tensão (MST).”

No Brasil, as MSTs para os estudos de planejamento da operação são de 7% e 4%, nas análises com rede completa e incompleta, respectivamente. Em tempo real, uma margem de 4% deve ser considerada. A avaliação de segurança de tensão requer o uso complementar de ferramentas estáticas e dinâmicas e depende tanto da compreensão do mecanismo quanto da proximidade da instabilidade de tensão (ONS, 2022).

3.2.3 Máxima Transferência de Potência

Sob o ponto de vista da análise estática, um conceito clássico e muito importante é o Teorema da Máxima Transferência de Potência (MTP). O limite estabelecido pela MTP corresponde ao limite da rede em relação à potência que esta pode entregar à carga. Este limite tem sido considerado como o ponto crítico de estabilidade de tensão, especialmente para cargas do tipo potência constante.

Segundo Courteille (2010), o Teorema de Máxima Transferência de Potência afirma que, para obter máxima potência sobre uma carga externa a partir de uma fonte com resistência interna finita, o valor de resistência da carga externa deve ser igual ao valor de resistência interna da fonte, visto a partir de seus terminais de saída. Outras relações observadas são que, quanto mais indutiva a carga, menor é a máxima potência que pode ser transferida, e quanto mais capacitiva a carga, maior a potência máxima (SANTOS, 2019). A Curva PV é uma ferramenta que basicamente relaciona a tensão em uma barra com seu respectivo crescimento do carregamento. A utilização dessa curva é uma das metodologias mais adotadas para estudos de Estabilidade de Tensão em um cenário de análise estática. Observa-se que quanto mais capacitiva for a carga, durante a construção das curvas PV, maior é a tensão crítica e a potência no ponto de MTP (VILELA, 2014).

3.2.4 Colapso de Tensão

A instabilidade de tensão é essencialmente um fenômeno local (embora as suas consequências possam ser generalizadas) (QUIZHPI, 2014; MODARRESI; GHOLIPOUR; KHODABAKHSHIAN, 2016) e tem sido a causa de muitos grandes apagões no mundo. O termo colapso de tensão também é usado em vez de instabilidade de tensão e é o processo pelo qual a sequência de eventos que acompanha a instabilidade de tensão leva a tensões anormalmente baixas ou apagão em uma grande parte do sistema de energia (MODARRESI; GHOLIPOUR; KHODABAKHSHIAN, 2016). Antigamente, esses problemas eram avaliados com ferramentas estáticas, mas atualmente sabe-se que a estabilidade de tensão deve ser avaliada como um processo dinâmico. A capacidade máxima de transmissão determinada de forma estática não é necessariamente o limite de estabilidade de tensão, que requer uma análise dinâmica do sistema. A própria palavra “estabilidade” em si está associada à análise de sistemas dinâmicos. Além disso, em sistemas elétricos de corrente alternada, especialmente aqueles com muitas indutâncias, existe uma conexão próxima entre a regulação da tensão e a potência reativa. No entanto, essa conexão não é válida para situações extremas de carga, que são comuns em cenários de instabilidade de tensão. Embora a potência reativa seja importante para avaliar a instabilidade de tensão, ela não é o único parâmetro relevante; a potência ativa também desempenha um papel crucial (SANTOS, 2019).

3.3 Análise em Tempo Real da Estabilidade de Tensão

A análise de estabilidade de tensão em tempo real é o processo de monitorar e avaliar continuamente a capacidade de um sistema de energia para manter níveis de tensão estáveis sob condições variáveis. Esse é um aspecto crucial da operação do sistema de energia, pois a instabilidade de tensão pode levar a interrupções de energia e danos ao equipamento. Mais detalhes sobre esse tipo de análise e a operação do sistema elétrico no Brasil podem ser encontrados em (SAVULESCU, 2014; CERTS, 2008; AGARWAL *et al.*, 2011; FRITZEN; S., 2019; ONS, 2022; ANDRADE, 2008). Existem várias técnicas usadas para a análise de estabilidade de tensão em tempo real, incluindo monitoramento *online*, simulações dinâmicas e estáticas e análise de contingência em tempo real (WADHWA *et al.*, 2020). A seguir, algumas dessas técnicas são detalhadas:

- O **monitoramento *online*** envolve medições contínuas através de sensores, como SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) ou PMU, dos valores de tensão e corrente em tempo real, para posterior envio aos operadores do sistema e comparação com limites predefinidos. Se os valores medidos excederem os limites, os operadores do sistema são alertados e ações corretivas podem ser tomadas. Nessa técnica, os dados de tensão e outras grandezas elétricas são coletados em tempo real a partir dos equipamentos de medição instalados em diferentes pontos do sistema elétrico. Esses dados são então processados por algoritmos de detecção de anomalias e de alerta precoce, que notificam os operadores sobre quaisquer eventos de instabilidade de tensão que possam surgir. Essa é uma das técnicas mais utilizadas na análise de estabilidade de tensão em tempo real (AGARWAL *et al.*, 2011).
- A **análise de contingência em tempo real** envolve a avaliação da capacidade do sistema de resistir a contingências, como a perda repentina de uma linha de transmissão ou gerador. Ao analisar o impacto dessas contingências na estabilidade de tensão do sistema, os operadores podem tomar medidas preventivas para evitar a instabilidade de tensão.
- Os **índices de estabilidade de tensão** são medidas que permitem estimar a proximidade do sistema elétrico à instabilidade de tensão, que pode levar a um colapso de tensão e afetar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia. Esses índices podem ser usados para avaliar as condições de operação do sistema e tomar medidas preventivas ou corretivas para evitar ou mitigar o problema (MARTINEZ, 2015).
- O **RTDS** (*Real-Time Digital Simulator*) é um simulador de *hardware* em tempo real projetado para simular sistemas elétricos complexos com um grande número de barras, permitindo análises de estabilidade de tensão e fluxo de carga, testes

de equipamentos de proteção, entre outros. Outras plataformas como OPAL-RT e PSCAD também possibilitam simulações de sistemas elétricos de grande porte. A escolha entre essas plataformas dependerá das necessidades do projeto específico (AGARWAL *et al.*, 2011).

- No caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), conforme o Submódulo 5.4 dos Procedimentos de Rede (PROREDE) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2022), uma das formas de realizar a gestão da segurança operativa é a utilização de ferramentas de análise computacional em execução nas Salas de Controle do ONS. O *software* **Organon** é uma das ferramentas utilizadas pelo ONS para identificar a condição de segurança operativa do sistema elétrico, a partir de resultados gráficos de regiões de segurança, tanto para cenários de operação presentes, quanto suas possíveis alterações.

Complementarmente, no Manual de Procedimentos de Operação, a Referência Técnica: Conceitos e entendimento da Região de Segurança para uso em Tempo Real (ONS, 2022), define o limite de estabilidade como sendo:

Limite de Estabilidade: limite verificado pela região de segurança onde ocorreu a violação dos critérios de estudos elétricos para simulações dinâmicas, conforme estabelecido no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede.

No geral, a análise de estabilidade de tensão em tempo real é uma ferramenta importante para garantir a operação segura e confiável dos sistemas de energia. Ela permite que os operadores identifiquem e mitiguem possíveis problemas de estabilidade de tensão antes que eles levem a quedas de energia ou danos ao equipamento (AMROUNE *et al.*, 2021).

3.3.1 Medições Sincrofasoriais

Os medidores sincrofasoriais (PMU) são dispositivos de medição avançados utilizados em sistemas elétricos de potência para medir e registrar com precisão informações de tensão, corrente e ângulo de fase em tempo real. Eles são equipamentos fundamentais para a análise e controle da estabilidade do sistema elétrico. Os medidores sincrofasoriais utilizam a tecnologia de sincrofasores, que é baseada em medições precisas de tempo e amplitude de sinais elétricos em diferentes pontos da rede elétrica. Essas medições são utilizadas para calcular a magnitude e o ângulo da fase da tensão em cada ponto da rede, permitindo que os engenheiros monitorem a estabilidade do sistema em tempo real e identifiquem eventuais problemas.

Estes medidores também são usados em sistemas de monitoramento e controle de energia elétrica, como o Sistema de Monitoramento e Controle de Energia (*Energy*

Management System - EMS), para monitorar e controlar a operação do sistema elétrico. Além disso, são frequentemente usados em sistemas de proteção de relé devido à sua alta precisão e capacidade de medição de curto-circuito (BABA *et al.*, 2022; PANDIT; SODHI, 2022; GLOVER; OVERBYE; SARMA, 2016).

Diferentemente dos sensores SCADA, que têm uma taxa de amostragem de segundos a minutos, os medidores PMU têm uma taxa de amostragem de até 240 amostras por segundo. Isso significa que os medidores sincrofasoriais são capazes de fornecer informações precisas sobre o comportamento dinâmico do sistema elétrico, incluindo oscilações de tensão e outras condições de instabilidade. Isso permite que os engenheiros de sistemas elétricos tomem decisões informadas e implementem medidas de controle para garantir a segurança e estabilidade do sistema elétrico.

Os medidores sincrofasoriais podem ser instalados em subestações, usinas geradoras, linhas de transmissão e outras instalações do sistema elétrico. Eles geralmente são conectados a um sistema de controle e monitoramento centralizado, que pode alertar os operadores sobre quaisquer problemas que possam surgir. A partir das medidas sincrofasoriais, é possível calcular outras grandezas, como potência ativa, reativa e aparente, harmônicos e fator de potência. As medições sincrofasoriais são amplamente utilizadas em estudos de estabilidade de tensão, avaliação da qualidade de energia elétrica, monitoramento de sistemas elétricos e análise de eventos transitórios (USMAN; FARUQUE, 2019; MONTI; MUSCAS; F., 2016).

3.3.2 Simulador Digital em Tempo Real

Existem vários equipamentos de simulação em tempo real que permitem simular sistemas elétricos com um grande número de barras. Entretanto, geralmente os sistemas de simulação de energia com maior número de barras são os chamados “Simuladores Digitais (da rede elétrica) em Tempo Real” ou RTDS. Esses simuladores conseguem processar um grande volume de informações por meio de algoritmos, sendo capazes de simular em tempo real e em malha fechada fenômenos eletromagnéticos. Com isso, é possível testar equipamentos de controle e proteção e verificar seu desempenho quando aplicados em sistemas elétricos de potência.

O RTDS é um dispositivo de simulação de *hardware* em tempo real, projetado especificamente para simular sistemas elétricos de potência complexos e em grande escala. Ele é capaz de simular redes elétricas com um grande número de barras, geralmente em centenas ou até mesmo em milhares de barras. O RTDS utiliza tecnologia de processamento de sinais digitais de alta velocidade e alta precisão para emular a operação em tempo real de sistemas elétricos de potência, permitindo que os engenheiros e pesquisadores realizem testes de desempenho de equipamentos de proteção, análises de estabilidade de tensão, estudos de fluxo de carga e outros tipos de análises em um ambiente controlado e seguro

(OLIVEIRA *et al.*, 2020; SHARMA; SRIVASTAVA; CHAKRABARTI, 2016; FARUQUE *et al.*, 2015; FORSYTH; KUFFEL, 2007; KUFFEL *et al.*, 1995).

Além do RTDS, existem outras plataformas de simulação em tempo real que também permitem simular sistemas elétricos de grande porte com um grande número de barras, como a plataforma OPAL-RT e o *software* PSCAD. A escolha do equipamento ou plataforma ideal dependerá das necessidades e especificações do projeto específico (SURHONE; TENNOE; HENSSONOW, 2011).

3.4 Índices de Estabilidade de Tensão

Os índices de estabilidade de tensão são medidas usadas para avaliar a estabilidade da tensão em um sistema elétrico de potência. Eles são calculados com base em medidas de tensão e corrente do sistema e podem ser usados para determinar se o sistema está operando dentro dos limites de estabilidade (ANDRADE, 2008). Os índices de estabilidade de tensão podem ser utilizados tanto para avaliação *online* como *offline* (SALAMA; VOKONY, 2022; CHAPPA; THAKUR, 2020; DANISH *et al.*, 2019; MODARRESI; GHOLIPOUR; KHODABAKHSHIAN, 2016). Os VSIs *offline* geralmente são utilizados para avaliar o desempenho de um SEP em diferentes cenários e para planejar melhorias no mesmo, além de prever a estabilidade da tensão em um sistema elétrico de potência e para verificar ações corretivas, ver Apêndice A. Alguns VSIs *offline* apresentados na literatura são Kessel e Glavitsch (1986), Tamura, Sakamoto e Tayama (1988), Chiang *et al.* (1995), Vu *et al.* (1999), Ríos *et al.* (2009). Já os VSIs *online* são usados para monitorar o desempenho do sistema em tempo real e detectar problemas de estabilidade da tensão antes que eles se tornem críticos, os mesmos são úteis para monitorar a estabilidade da tensão em tempo real e acionar ações corretivas imediatas quando necessário (GLOVER; OVERBYE; SARMA, 2016; KUNDUR, 1994; VOURNAS; MANDOULIDIS, 2018).

Na operação em tempo real, os VSIs podem ser calculados a partir dos estados do sistema, os quais são obtidos via sensores PMU³ ou SCADA, com a utilização de algumas ferramentas de análise como: simulações dinâmicas, simulações estáticas, aproximações QSS, aproximações de curto prazo, cálculo da matriz Jacobiana, modelos equivalentes da rede, entre outras. Algumas das abordagens mais recentes de VSIs aplicados à estabilidade de tensão, baseados em medições sincrofásorias e utilizados para operação em tempo real são apresentados em (MOKRED; WANG; CHEN, 2023; KUMAR *et al.*, 2022; ZHU; LIU, 2020; MATAVALAM; SINGHAL; AJJARAPU, 2020; MANDOULIDIS; VOURNAS, 2020). A maioria destes trabalhos prevê dinâmicas de médio e longo prazo do sistema. Outras propostas, com bastante impacto na literatura são (GLAVIC; CUTSEM, 2009a; GLAVIC; CUTSEM, 2009b; ZHAO; YANG; GAO, 2010; ALTHOWIBI; MUSTAFA, 2012;

³ Utilizados pelos Sistemas de Monitoramento em Grande Escala (WAMS - *Wide Area Monitoring Systems*).

MODARRESI; GHOLIPOUR; KHODABAKHSHIAN, 2016; VOURNAS; MANDOULIDIS, 2018). Além disso, na literatura também são apresentados índices que fazem uso de técnicas de Inteligência Artificial como Árvores de Decisão, Redes Neurais, entre outras técnicas de Aprendizado de Máquinas (KUMAR *et al.*, 2022; AMROUNE, 2021; DIAO *et al.*, 2009; SHAH; VERMA, 2016; ZHOU; ANNAKAGE; RAJAPAKSE, 2010; DHARMAPALA *et al.*, 2020).

A distância de colapso de tensão ou índice da Margem de Estabilidade de Tensão (MET) tem sido amplamente utilizado para estudos de planejamento e operação em tempo real (VSI *online* e *offline*). Como descrito na Subseção 3.2.1, a MET usualmente tem sido obtida a partir de métodos estáticos, não abordando o comportamento dinâmico do sistema, portanto comprometendo a representação real do desempenho dos sistema como um todo. Em alguns casos, são analisados unicamente o comportamento dos geradores em termos de injeções de potências reativas (HAQUE, 2003), em outros casos, são analisadas unicamente as potências ativas e reativas totais de geração e carga do sistema (ALTHOWIBI; MUSTAFA, 2012). Embora tenham sido realizados diferentes estudos comparativos entre uma grande quantidade de VSIs encontrados na literatura, nenhum deles considera na sua formulação os efeitos descontínuos e temporizados dos limitadores de sobretensão (OELs) ou dos comutadores de TAP sobre carga (OLTCs) (RAMIREZ-P; LOZANO-M; CAICEDO-D, 2018). Em alguns trabalhos, pode-se ver também que os sistemas apresentam uma modelagem equivalente da rede obtida a partir de métodos estáticos, o que pode não refletir adequadamente o comportamento dinâmico real dos sistemas elétricos atuais. Nesse sentido, a grande maioria dos VSIs *online* são mais adequados para monitoramento dos níveis de tensão do que para uma estimação precisa do ponto de colapso de tensão ou ponto de máximo carregamento.

Nesse capítulo foram expostas diferentes metodologias utilizadas durante o processo de determinação da margem de estabilidade de tensão, quando analisada a estabilidade de médio e longo prazo considerando incrementos lentos de carga. No próximo capítulo, é apresentada uma proposta de procedimento de operação em tempo real para sistemas elétricos de potência, o qual visa a estimação de uma MET mais precisa com um baixo esforço computacional. Neste procedimento, são desenvolvidos dois Índices de Estabilidade de Tensão (VSIs) *online* que permitem um equilíbrio entre rapidez e precisão na determinação de uma Margem de Estabilidade de Tensão mais realista, melhorando a margem do sistema sem exceder os limites de segurança.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

O presente capítulo propõe o desenvolvimento de dois índices de estabilidade de tensão (VSI) em tempo real, que indicam o grau de criticidade dos níveis de tensão no sistema. Esses índices também funcionam como indicadores de desempenho da simulação estática, mostrando o ponto em que essa simulação não reflete mais adequadamente o comportamento real do sistema, e a simulação dinâmica deve ser iniciada, ou vice-versa. A preferência pelo uso de ferramentas estáticas na análise de Margem de Estabilidade de Tensão (MET) é justificada pela redução significativa no esforço computacional em comparação com as análises dinâmicas. No entanto, isso pode comprometer a precisão dos resultados. O método proposto utiliza estados do sistema obtidos por três fontes diferentes: medições PMU em tempo real, simulações estáticas e simulações dinâmicas, permitindo um compromisso entre rapidez computacional e precisão dos resultados na determinação de uma MET mais realista. Isso pode levar a melhorias na margem do sistema, sem exceder os limites de segurança, especialmente durante os estudos de estabilidade de médio e longo prazo com incrementos lentos de carga.

4.1 Estabelecimento do Problema

Conforme descrito nos capítulos anteriores, as simulações estáticas, dinâmicas e os índices de estabilidade de tensão são ferramentas bastante utilizadas na operação em tempo real de sistemas elétricos de potência. Porém, diante das características descritas de cada um destes métodos, pontos positivos e negativos dependendo do tipo de análise, podem trazer resultados satisfatórios ou não durante um determinado estudo. Na sequência, é retomada uma breve revisão dos pontos positivos e negativos de cada método. A Tabela 2 apresenta um resumo desta revisão.

As simulações estáticas são uma metodologia consagrada para estudos de planejamento de sistemas de longo prazo. Embora a utilização deste método seja uma prática comum para calcular o ponto de colapso de tensão (BSN) de um sistema, esta construção reflete unicamente uma sequência de pontos de operação estáveis. Portanto, não considera o estado transiente do sistema, em alguns casos considerando pontos de operação que podem estar a minutos de distância uns dos outros. Além disso, a atuação temporizada de vários elementos do sistema não é considerada. Em contrapartida, as simulações dinâmicas retratam a realidade de forma mais fiel quando comparadas aos métodos estáticos. Os elementos de temporização que atuam no sistema são considerados nesta abordagem, assim como as dinâmicas de curto e longo prazo. No caso dos VSIs *online* (operação em tempo real), a sua utilização resulta em uma precisão média quando atuando como estimadores do ponto de máximo carregamento. Isto é descrito com maior detalhe no Apêndice A. Já

na abordagem *offline* (estudos de planejamento), a maioria dos índices encontrados na literatura resultam e uma precisão relativamente alta quando comparados com abordagens estáticas ou de regime permanente. A abordagem *online* dos VSIs é baseada em medições PMU de tempo real, enquanto que a abordagem *offline* é baseada em bases de dados de estudos anteriores do sistema, incluindo históricos de medições PMU. Este tipo de abordagens apresentam um relativamente baixo esforço computacional na maioria dos casos.

Tabela 2 – Tabela Comparativa: Principais Métodos Análise de Estabilidade de Tensão na Operação em Tempo Real

Método	Pontos Positivos	Pontos Negativos	Indicação
Simulações estáticas	<ul style="list-style-type: none"> • Baixo esforço computacional. • Baixo tempo de Simulação. • Simplicidade na modelagem. 	<ul style="list-style-type: none"> • Baixa precisão, quando realizados estudos na operação em tempo real. 	Estabilidade de longo prazo
Simulações dinâmicas	<ul style="list-style-type: none"> • Alta precisão. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto esforço computacional. • Alto tempo de simulação. • Complexidade na modelagem. 	Estabilidade de curto, médio e longo prazo
VSIs <i>Online</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Relativamente baixo tempo de simulação. • Relativamente baixo esforço computacional. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo, caso instalados novos PMUs. • Precisão média para a estimação da MET. 	Estabilidade de curto, médio e longo prazo

Fonte: Autora

O procedimento proposto nas seguintes seções deste capítulo, busca aproveitar o baixo esforço computacional e baixo tempo de simulação do método estático, a alta acuracidade dos resultados de simulação fornecidos pelo método dinâmico, e a disponibilidade de medidas de tensão em tempo real (via PMUs) para o estabelecimento de dois indicadores de transição entre as simulações estática e dinâmica. Assim, o presente capítulo apresenta

Tabela 3 – Principais Características Procedimento Proposto

Método	Pontos Positivos	Pontos Negativos	Indicação
Procedimento Proposto	<ul style="list-style-type: none"> • Alta precisão. • Tempo de simulação médio. • Esforço computacional médio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto custo caso instalados novos PMUs. 	Estabilidade de curto, médio e longo prazo.

Fonte: Autora

como proposta de inovação, a implementação de um algoritmo que permita, da forma mais fiel possível com a realidade, a estimação do ponto de colapso de tensão de um SEP com um reduzido esforço computacional. Algumas características do procedimento proposto são apresentadas na Tabela 3. A partir desta tabela, pode-se ver que uma das características desta abordagem é a possibilidade de estudos de estabilidade de curto, médio e longo prazo. Para poder implementar o procedimento proposto no presente capítulo, a próxima seção apresenta algumas características de modelagem necessárias para haver compatibilidade entre o modelo estático e o modelo dinâmico, e assim poder realizar as transições entre as simulações estáticas e dinâmicas correspondentemente.

4.2 Compatibilidade dos Modelos

A estabilidade de tensão está associada ao comportamento de determinados elementos que compõem os sistemas elétricos de potência. Embora a identificação desses elementos seja complexa, alguns deles são determinantes durante o processo de análise de estabilidade de tensão, tornando sua modelagem imprescindível para este tipo de análise. Conforme as escalas de tempo de atuação na Figura 3, alguns elementos que fazem parte deste problema estão listados na Tabela 4. Portanto, visando o tratamento da estabilidade de tensão de curto, médio e longo prazo, os modelos estático e dinâmico devem incluir em sua modelagem a representação dos componentes discriminados na referida tabela. Além disso, essa representação deve conter a mesma parametrização, para que ambos os modelos sejam compatíveis. Por último, a topologia do sistema deve ser a mesma para ambos os modelos.

4.2.1 Modelo Estático

Na sequência, é apresentada uma descrição da modelagem dos elementos da Tabela 4, considerando análises de estabilidade de tensão de curto, médio prazo e longo. A Tabela 5, apresenta um resumo destas principais diferenças e compatibilidades.

Tabela 4 – Componentes em Escala de Tempo na Estabilidade de Tensão

Escala	Componentes do Sistema	Cargas
Longo Prazo	<ul style="list-style-type: none"> • Despachos de Geração. 	Ciclos de Carga
Médio Prazo	<ul style="list-style-type: none"> • <i>On-Load Tap Changers</i> (OLTCs). • Limitadores de Sobrexitação (OELs). • Capacitores/Indutores Chaveados. • Controle Secundário de Tensão. 	Termostaticamente controladas
Curto Prazo	<ul style="list-style-type: none"> • Geradores. • Reguladores de Tensão (AVRs). • Reguladores de Velocidade. • HVDC. 	Motores de Indução
Instantâneo	<ul style="list-style-type: none"> • Rede 	Cargas Estáticas

Fonte: Autora

- *On-Load Tap Changers (OLTCs)*: No modelo estático, a modelagem destes dispositivos desconsidera qualquer tipo de temporização. Trata-se de um transformador, cujo TAP varia de acordo com o nível de tensão da barra controlada. Mesmo assim, o número de TAPs no modelo estático e dinâmico é o mesmo, além do valor da tensão a ser controlada ser o valor inicial da tensão da barra em ambos os casos.
- Limitadores de Sobrexitação (OELs): No modelo estático, não é possível a modelagem destes dispositivos temporizados. Para poder representar os limites de geração de reativos e evitar sobreaquecimentos, são configurados os valores de potências reativas máximas a serem geradas por cada gerador (Q_{max}), os quais são obtidos a partir das curvas de capacidade do gerador considerado e dos os valores de corrente de campo máxima permitida, utilizada no modelo dinâmico.
- Capacitores/Indutores Chaveados: Em ambos os casos, estático e dinâmico, as características de atuação devem ser similares. Os valores de Q_{nom} , ou valores¹ das potências reativas produzidas pelos capacitores *shunt* para tensões abaixo de 1 p.u. , devem ser os mesmos nos modelos estático e dinâmico.

¹ Os casos negativos estão associados a indutores.

- Controle Secundário de Tensão: Caso se tenha alguma estratégia de controle secundário de tensão, esta estratégia deve ser considerada em ambas simulações, estática e dinâmica.
- Geradores: Embora que no caso estático não seja possível especificar o tipo de gerador, os valores de potência ativa e reativa gerada, potência nominal e outras características dos geradores, como a tensão base do gerador, devem poder ser transmitidas do caso estático para o caso dinâmico e vice-versa.
- Reguladores de Tensão: No caso do modelo estático, o controle da tensão na barra terminal é realizada através da injeção de reativos. O valor de referência de controle de tensão é definido nos dados das barras.
- Reguladores de Velocidade: A representação dos reguladores de velocidade dos geradores é feita através dos fatores de participação de cada gerador durante o fluxo de carga. A estratégia de redespacho de potência ativa dos geradores é implementada através destes fatores de participação. As estratégias do caso estático e dinâmico devem ser iguais.
- Caso o sistema considere transformadores HVDC, os modelos devem ser compatíveis com aqueles modelados no caso dinâmico, e as configurações paramétricas devem ser iguais.

Tabela 5 – Comparação dos Componentes nos Modelos Estático e Dinâmico

Componente	Abordagem Estática	Abordagem Dinâmica
Limitadores de Sobrexitação (OELs)	Q_{max} (Constantes)	OELs (Variáveis/Temporizados)
<i>On-Load Tap Changers</i> (OLTCs)	Não Temporizados	Temporizados
Capacitores/Indutores Chaveados	Fixos	Variáveis
Reguladores de Velocidade	Modelos Estáticos: Fatores de Participação	Modelos Dinâmicos
Controle Secundário de Tensão	Elementos Estáticos	Elementos Dinâmicos
Reguladores de Tensão (AVR)	Fixo	Variáveis/Temporizados/ Modelos Dinâmicos
Geradores	Barras PV	Modelos Dinâmicos
Rede/Cargas (ONS, 2022)	P:100%Pcte Q:100%Pcte	P:50%Zcte,50%Pcte Q:100%Zcte

Fonte: Autora

4.2.2 Modelo Dinâmico

- *On-Load Tap Changers (OLTCs)*: No modelo dinâmico, os comutadores de TAP sobre carga possuem temporizações. Os parâmetros para número de TAPs e número da barra controlada são os mesmos do modelo estático.
- Limitadores de Sobrexitação (OELs): No caso dinâmico, os limitadores de sobrexitação apresentam uma modelagem temporizada e muito mais sofisticada do que na modelagem estática. Estes modelos também podem ser definidos pelo usuário.
- Capacitores/Indutores Chaveados: No modelo dinâmico, estes dispositivos podem ter uma variação contínua programada pelo usuário.
- Controle Secundário de Tensão: Caso houver, deve ser compatível com o caso estático.
- Geradores: No caso dinâmico, embora seja possível modelar os geradores com maior detalhamento, é importante que as características básicas dos geradores sejam mantidas, como aquelas descritos na Subseção 4.2.2.
- Reguladores de Tensão: Para o caso dinâmico, os AVR (*Automatic Voltage Regulator*) encarregados do controle de tensão terminal, apresentam modelos mais sofisticados do que no caso estático. Eles são temporizados e incluem no seu laço de controle os limitadores de sobrexitação.
- Reguladores de Velocidade: No modelo dinâmico, os reguladores de velocidade apresentam uma modelagem mais detalhada do que no caso estático. É possível alterar a sua velocidade de referência através da alteração da potência de referência de cada gerador. No caso dinâmico, os redespachos de potência são utilizados através destes modelos. Assim como no caso estático os fatores de participação são utilizados para definir a estratégia de redespacho, no caso dinâmico, as potências de referência devem ser utilizadas para manter a mesma estratégia de redespacho do caso estático.
- Os modelos dos transformadores HVDC devem ser compatíveis com aqueles do caso dinâmico, assim como as configurações paramétricas devem ser iguais.

Além de haver compatibilidade na modelagem dos componentes citados acima, as cargas modeladas também devem ser compatíveis em ambos os tipos de simulação. Elas devem ser as indicadas para estudos de estabilidade de tensão de médio e longo prazo. Na sequência, são discutidas as amplitudes e intervalos de incremento de carga utilizadas durante as simulações estática e dinâmica.

4.3 Amplitude e Intervalos de Tempo dos Incrementos de Carga

De forma geral, tanto as amplitudes de incremento de carga quanto os intervalos de tempo em que esses incrementos ocorrem devem seguir os critérios abaixo. A Seção 5.6 apresenta uma análise dos resultados do impacto da variação dos valores de amplitude e intervalo de tempo entre os incrementos de carga.

1. **Amplitude dos Incrementos de Carga:** As simulações dinâmica e estática devem ter o mesmo valor de amplitude de incremento de carga. Considerando que as análises abordam estabilidade de tensão a pequenas perturbações na forma de incrementos lentos de carga, os valores das amplitudes de incremento devem ser baixos.
2. **Intervalo de Tempo nos Incrementos de Carga:** De igual forma, considerando pequenas perturbações e análises de MLTVS, os intervalos de tempo entre os incrementos de carga devem ser curtos, sempre considerando as janelas de tempo de atuação dos componentes do sistema, conforme descritas na Figura 3.

4.4 Síntese dos Índices de Estabilidade de Tensão

Os índices de estabilidade de tensão introduzidos nesta seção atuam como indicadores da proximidade do sistema do ponto de colapso de tensão. No entanto, sua principal função no algoritmo proposto neste capítulo é sinalizar o ponto de operação a partir do qual deve haver alternância entre as simulações estática e dinâmica. A construção destes índices é realizada a partir das medidas de tensão do sistema, obtidas através de sincrofasores e de simulações estáticas. As tensões consideradas são correspondentes aos níveis de carregamento do sistema associados aos pontos de operação que resultam da simulação estática. Este processo pode ser ilustrado na Figura 8.

Assim, para tal fim, são consideradas duas variáveis de interesse: os módulos dos fasores de tensão resultantes das medições sincrofasórias e os módulos de tensão resultantes da simulação estática, respectivamente. Além disso, considerando que as barras de geração ou barras PV² possuem sua tensão controlada através da injeção de reativos por parte dos geradores, a síntese dos índices de estabilidade de tensão considera unicamente barras PQ, que representam as barras de transmissão do sistema cujos valores de tensão são afetados pelos incrementos de carga. Excetuando-se as barras de carga, as quais possuem OLTCs em sua configuração.

² Barras PV são barras de tensão controlada, em que a potência ativa e a tensão são conhecidas. É comum definir barras de geração como sendo do tipo PV.

4.4.1 Primeiro VSI Proposto

Devido a diferenças entre o comportamento real do sistema e as simulações estáticas que o aproximam, à medida que as tensões caem e os valores de carregamento aumentam, os erros de tensão resultantes dessas duas abordagens também aumentam. Esses valores iniciam-se próximos a zero e se mantêm relativamente pequenos até certo ponto de operação, quando, devido a alguns fatores, como a ativação de dispositivos de proteção temporizados, os erros de tensão obtidos tendem a discrepar dos erros determinados nos pontos de operação anteriores.

Logo, uma vez determinados os erros de tensão para todas as barras do sistema e para todos os carregamentos dos pontos de operação resultantes da simulação dinâmica, a síntese do índice não irá tratar esses erros barra por barra. Em vez disso, será determinada a média aritmética simples dos valores de tensão de todas as barras PQ do sistema. Para isso, considere o conjunto de vetores de médias de erros absolutos de módulos de tensão, denotado por

$$E = \{e_k; k = 1, \dots, p\}, \quad (4.1)$$

em que p , é o número de barras de transmissão do sistema, e e_k , é o k -ésimo vetor de médias aritméticas dos erros absolutos dos módulos de tensão entre os dados resultantes da simulação estática e das medições sincrofásoriais. O vetor e_k , pode ser definido como

$$e_k = [e_{k_1}, e_{k_2}, \dots, e_{k_i}, \dots, e_{k_n}]^T \quad (4.2)$$

onde $e_{k_i} = |V_{k_i}^{PMU} - V_{k_i}^{ESTATICA}|$, é o i -ésimo elemento do vetor e_k , $V_{k_i}^{PMU}$ e $V_{k_i}^{ESTATICA}$, são os módulos das tensões provenientes dos medidores PMU e das simulações estáticas no i -ésimo ponto de operação para a k -ésima barra de transmissão, e n é o número de pontos de operação encontrados durante a simulação estática³. Logo, o i -ésimo componente do vetor de médias aritméticas simples é dado por,

$$\bar{e}_i = \frac{\sum_{k=1}^p e_{k_i}}{\dim(E)}; \quad \dim(E) = p, \quad (4.3)$$

em que, \bar{e}_i constitui no primeiro índice de estabilidade de tensão proposto. Em um primeiro momento, este indicador associado ao seu respectivo limiar, apresentado na Subseção 4.4.3, outorga resultados adequados. Entretanto, o indicador apresentado na próxima subseção garante maior robustez na identificação do ponto de operação a partir do qual a simulação estática não está mais fornecendo resultados satisfatórios.

³ Durante a realização da simulação estática não houve a utilização de dados de um estimador.

4.4.2 Segundo VSI Proposto

Uma vez que a simulação estática não é implementada no domínio do tempo e consiste em uma sucessão de incrementos de carga discretos, devem ser utilizadas as taxas de variação das tensões nas barras no lugar das derivadas para obter informações importantes com respeito à variação desses valores de tensão. Essas variações podem fornecer informações a respeito da capacidade do sistema de manter os níveis de tensão, especialmente considerando as diferenças entre as modelagens (estática e dinâmica), portanto, a atuação dos dispositivos que sejam ativados durante os incrementos de carga.

Dessa forma, para a obtenção do segundo índice de estabilidade de tensão, é realizado um seguimento das taxas de variação dos módulos das tensões obtidas através da simulação estática. Para este caso, também foram consideradas as médias aritméticas das taxas de variação das tensões nas barras de um dado sistema ao invés de cada taxa de variação de cada barra individualmente. Assim, considerando os dados obtidos a partir da simulação estática e definindo o conjunto de vetores de taxas de variação dos módulos das tensões como sendo

$$\Delta V = \{\Delta V_k; k = 1, \dots, p\}, \quad (4.4)$$

onde p é o número de barras de transmissão cujo comportamento de tensão é estudado, e os vetores ΔV_k são dados da seguinte forma

$$\Delta V_k = [\Delta V_{k_1}, \Delta V_{k_2}, \dots, \Delta V_{k_i}, \dots, \Delta V_{k_m}]^T, \quad (4.5)$$

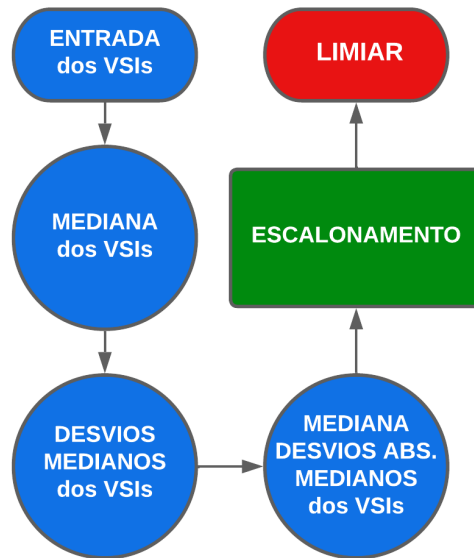
onde $\Delta V_{k_i} = V_{k_{i+1}}^{ESTATICA} - V_{k_i}^{ESTATICA}$, é o i -ésimo elemento do vetor ΔV_k , em que $V_{k_i}^{ESTATICA}$, é o módulo de tensão do i -ésimo ponto de operação para a k -ésima barra do sistema obtido via simulação estática, sendo $m = n - 1$. Logo, empregando um raciocínio análogo ao apresentado na Subseção 4.4.1, podemos definir o segundo índice de estabilidade de tensão proposto ou i -ésimo componente do vetor de médias aritméticas das taxas de variação dos módulos de tensão ΔV_k como sendo,

$$\Delta \bar{V}_i = \frac{\sum_{k=1}^p \Delta V_{k_i}}{\dim(\Delta V)}, \quad \dim(\Delta V) = p. \quad (4.6)$$

Na sequência, para definir os valores de limiar correspondentes aos VSI propostos acima, foi utilizada a função ‘*isoutlier*’ do Matlab®. Esta função é uma função que detecta valores discrepantes em um conjunto de dados, sendo assim, o valor a ser definido como limiar é variável e depende das características do sistema a ser estudado. A função ‘*isoutlier*’ considera como valores discrepantes, aqueles valores que sejam maiores ou menores a ϑ desvios absolutos medianos do valor da mediana de um conjunto de dados numéricos, em que ϑ é um parâmetro a ser sintonizado segundo o sistema a ser estudado. A Figura 7,

apresenta um esquema do funcionamento de dita função. Este esquema é utilizado para a determinação dos limiares dos primeiro e segundo índices de estabilidade de tensão propostos anteriormente. Nas seguintes subseções são apresentados maiores detalhes sobre o processo de determinação dos valores de limiar para os conjuntos de dados estudados.

Figura 7 – Diagrama: Determinação dos Limiares para os VSI Propostos



Fonte: Autora

4.4.3 Limiar para o Primeiro VSI Proposto

Conforme descrito na Seção 4.4.1, e considerando $\bar{e} = [\bar{e}_{k_1}, \bar{e}_{k_2}, \dots, \bar{e}_{k_N}]^T$ como sendo o vetor dos N -ésimos primeiros VSI propostos ($N \leq n$), é possível definir o desvio mediano absoluto dos primeiros índices de estabilidade de tensão, definidos em (4.3), como sendo

$$D_{\bar{e}} = M_d(|\bar{e} - M_d(\bar{e})|), \quad (4.7)$$

em que, $M_d(*)$ denota o valor da mediana de um conjunto de dados. E como descrito anteriormente, os valores de *outlier* ou valores discrepantes para o conjunto de dados em \bar{e} , são aqueles valores maiores ou menores a $\vartheta_{\bar{e}}$ desvios medianos absolutos do valor da mediana, i.e., aqueles valores maiores ou menos a

$$\Gamma_{\bar{e}} = M_d(\bar{e}) \pm \vartheta_{\bar{e}} D_{\bar{e}}. \quad (4.8)$$

Portanto, como busca-se um valor discrepante superior para o vetor de médias de erros absolutos dos módulos das tensões, o valor de limiar para este vetor pode ser definido

como,

$$Th_{\bar{e}} = M_d(\bar{e}) + \vartheta_{\bar{e}} D_{\bar{e}}. \quad (4.9)$$

Na seguinte subseção, é descrito o procedimento de obtenção do limiar para o segundo VSI proposto. Observe que na seguinte subseção somente são utilizados dados de tensão obtidos através da simulação estática.

4.4.4 Limiar para o Segundo VSI Proposto

Analogamente ao caso anterior, conforme descrito na Seção 4.4.2, e considerando $\Delta\bar{V}_k = [\Delta\bar{V}_{k_1}, \Delta\bar{V}_{k_2}, \dots, \Delta\bar{V}_{k_{N-1}}]^T$ como sendo o vetor dos N -ésimos segundos VSI propostos ($N \leq n$), o desvio mediano absoluto dos valores em (4.6), é dado por

$$D_{\Delta\bar{V}} = M_d\left(\left|\Delta\bar{V} - M_d(\Delta\bar{V})\right|\right), \quad (4.10)$$

onde $M_d(*)$, denota a mediana de um conjunto de valores. Dessa forma, os valores discrepantes no vetor em (4.6) são aqueles valores maiores ou menores a,

$$\Gamma_{\Delta\bar{V}} = M_d(\Delta\bar{V}) \pm \vartheta_{\Delta\bar{V}} D_{\Delta\bar{V}}. \quad (4.11)$$

Sendo assim, e desde que o objetivo desta abordagem é o de estabelecer um limiar inferior para as taxas de variação dos módulos das tensões obtidas pela simulação estática, o limiar para o segundo VSI proposto, $\Delta\bar{V}$, é definido por

$$Th_{\Delta\bar{V}} = M_d(\Delta\bar{V}) - \vartheta_{\Delta\bar{V}} D_{\Delta\bar{V}}. \quad (4.12)$$

Na próxima seção, utilizado a metodologia apresentada nas seções anteriores deste capítulo, é desenvolvido o procedimento proposto no presente projeto de pesquisa. Este procedimento contém um algoritmo de execução de passos, assim como um diagrama de fluxo ilustrativo.

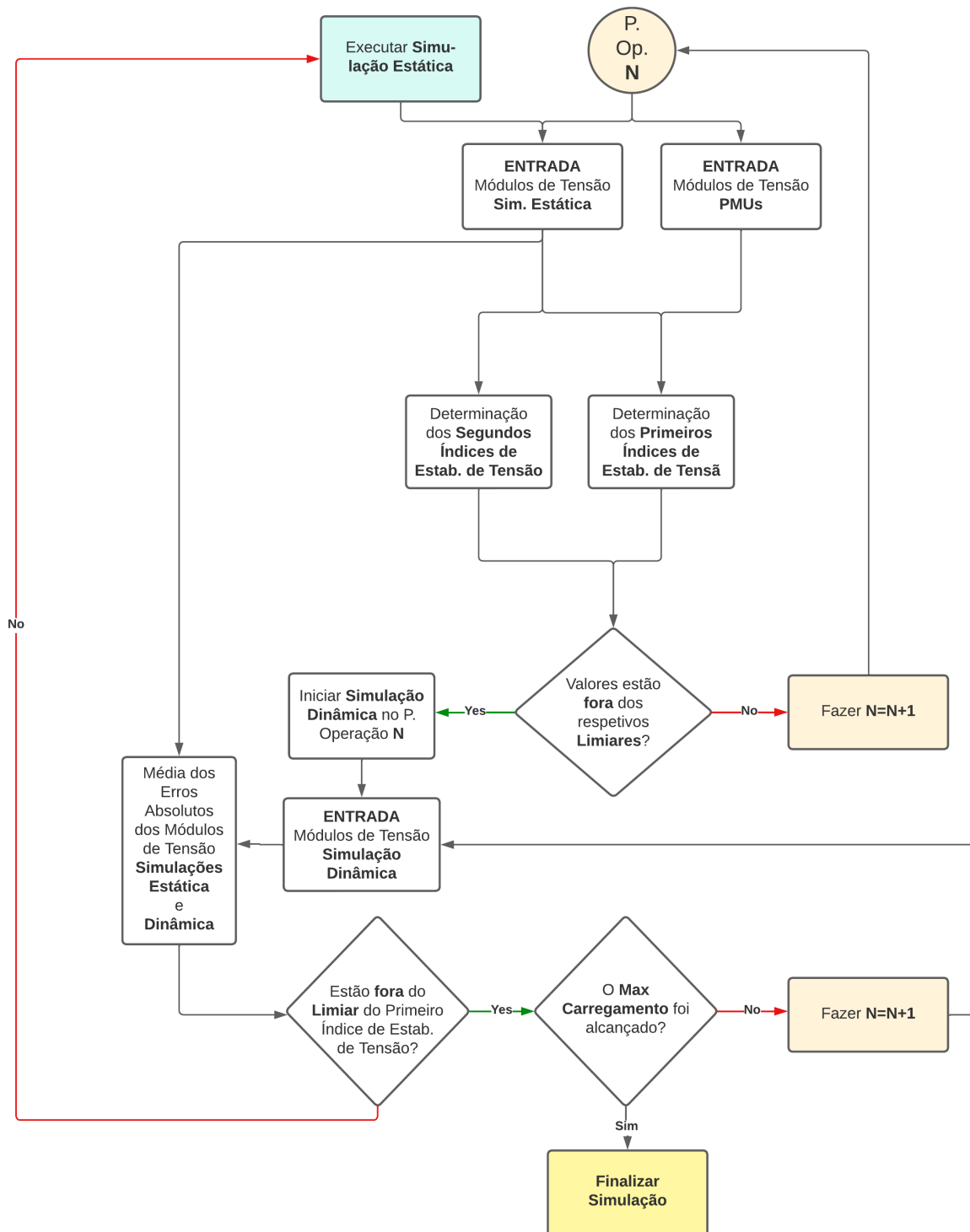
4.5 Algoritmo do Procedimento Proposto

O procedimento proposto prevê a utilização de três fontes de dados dos estados do sistema: as medidas em tempo real dos módulos de tensão obtidas via PMUs e os módulos de tensão resultantes da execução das simulações estática e dinâmica. O algoritmo proposto segue o seguinte fluxo (ver diagrama simplificado na Figura 8):

Passo 1: Executar a simulação estática, resultando em $N = 1, 2, \dots, n$ pontos de operação.

Passo 2: Obter os valores dos módulos de tensão resultantes: (i) da simulação estática e (ii) das medições PMU, para os carregamentos do sistema correspondentes aos $N = 1$ pontos de operação obtidos na simulação estática.

Figura 8 – Fluxograma Procedimento



Fonte: Autora

-
- Passo 3: Calcular os VSIs Propostos e seus respectivos limiares.
- Passo 4: Verificar se os VSIs Propostos estão dentro dos seus respectivos limiares. Caso NÃO estejam, inicializar a simulação dinâmica e prosseguir com o próximo passo. Caso SIM estejam, fazer $N = N + 1$ e ir voltar ao Passo 2.
- Passo 5: Obter os valores dos módulos de tensão resultantes da simulação dinâmica para os carregamentos do sistema correspondentes ao ponto de operação N .
- Passo 6: Determinar os erros absolutos de módulos de tensão entre os valores obtidos pelas simulações estática e dinâmica, para o ponto de operação N .
- Passo 7: Verificar se os erros obtidos no Passo 6 estão dentro do limiar do Primeiro VSI proposto. Caso NÃO estejam, fazer $N = N + 1$, continuar a simulação dinâmica e voltar para o Passo 5. Caso SIM estejam, voltar para o Passo 1 e reiniciar a simulação estática.
- Passo 8: Verificar se o máximo carregamento foi atingido. Caso NÃO seja atingido, voltar para o Passo 5. Caso SIM seja, finalizar simulação.

Note que, como estabelecido na Seção 5.1.2, para a execução do algoritmo acima, os modelos estático e dinâmico do sistema devem ser compatíveis. Isto é, a modelagem dos componentes do sistema relevantes para as análises de estabilidade de tensão (OLTCs, OELs, etc.) deve apresentar as mesmas configurações paramétricas em ambos os casos.

Dessa forma, no presente capítulo foi apresentada a síntese dos índices de estabilidade de tensão propostos, assim como seus respectivos limiares. Também foi apresentado um algoritmo com a sequência de passos a ser seguida durante a implementação do procedimento proposto. No próximo capítulo, são apresentados resultados de simulação e comparações da aplicação do procedimento proposto ao sistema Nordic. A escolha do sistema Nordic se deve ao fato de ser um sistema teste *benchmark* para estudos de estabilidade de tensão.

5 ESTUDO DE CASO

Para fins de validação e análises de resultados, o presente capítulo apresenta a aplicação do procedimento descrito no capítulo anterior a um sistema teste específico para estudos de estabilidade de tensão. O sistema NORDIC foi escolhido para este fim devido ao fato de ser um sistema teste *benchmark* do IEEE desenvolvido para estudos de estabilidade de tensão. Na Seção 5.1, são apresentadas características do sistema Nordic, assim como detalhes de sua configuração. Nas Seções 5.2 e 5.5, são apresentados resultados das simulações estática e dinâmica do sistema nos programas de simulação estática e dinâmica, respectivamente. Para a obtenção dos resultados deste trabalho, foram escolhidos os programas ANAREDE e ANATEM, respectivamente, para tais funções, pois ambos são componentes do pacote CEPTEL, o qual tem ampla aceitação no setor elétrico brasileiro. A Seção 5.3 apresenta a obtenção de medições PMU em tempo real. A Seção 5.4 mostra detalhes sobre a obtenção dos índices de estabilidade de tensão para o sistema Nordic. E, finalmente, as Seções 5.6 e 5.7 apresentam resultados de variações nos incrementos de carga e comparações com outras abordagens, respectivamente.

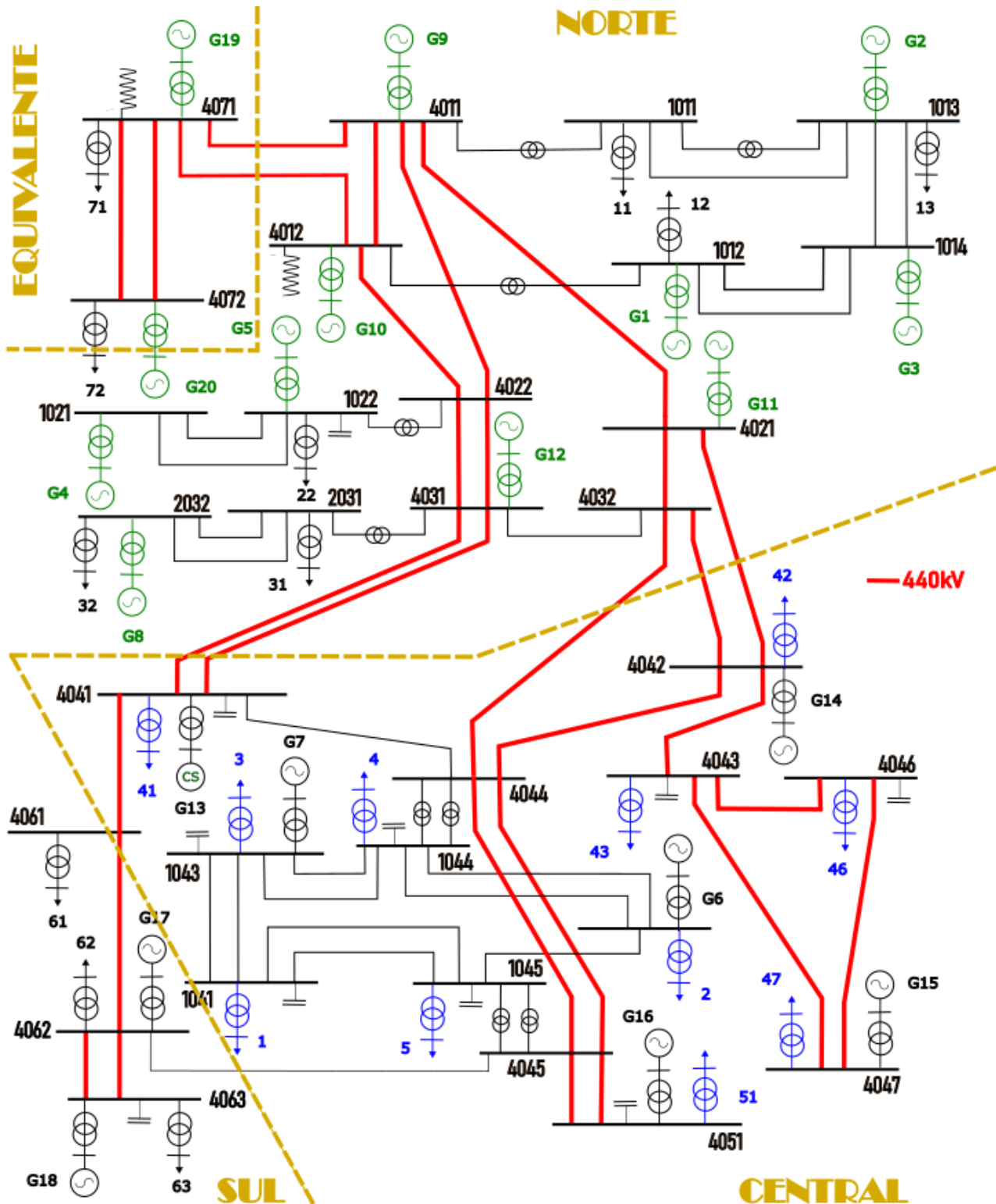
5.1 Sistema Nordic

A configuração do sistema NORDIC utilizada no presente trabalho foi extraída de IEEE-PES (2015). Este sistema é uma variante do sistema NORDIC32, proposto por K. Walve, detalhado em CIGRE (1995). O sistema NORDIC é um sistema fictício baseado nos sistemas sueco e nórdico na época de sua configuração. O diagrama unifilar desse sistema é ilustrado na Figura 9. Como é possível ver nesta figura, o sistema está composto por quatro áreas: Norte, com hidrelétricas e algumas cargas; Central, com várias cargas e geração termoelétrica; Equivalente, conectada ao Norte e inclui um equivalente externo; Sul, com geração termoelétrica, fracamente conectada ao resto do sistema. O sistema NORDIC e o brasileiro têm similaridades. O Sudeste brasileiro tem mais cargas e geração termoelétrica, enquanto no Norte, há mais exportação do que importação de energia, sendo grande parte dessa energia direcionada para a região Sudeste. O Sul também contribui com energia para o Sudeste, apesar de ter menos linhas de conexão.

Na Figura 9, é possível ver que as linhas troncais do sistema NORDIC são aquelas de 440kV, marcadas em vermelho. Portanto, são essas linhas que ficam fortemente sobrecarregadas para permitir a exportação e importação de energia entre as áreas. Existem compensações série entre as linhas que ligam os setores Norte e Central: 40% para as linhas 4021-4042 e 4032-4042, 50% nas linhas 4031-4041 e 37.5% na linha 4032-4044. O resto das linhas de transmissão são de 220 e 130 kV. As barras de carga da área Central foram marcadas em azul, pois essas são as barras que foram incrementadas, simulando

uma tendência de crescimento de carga na região Sudeste do próprio sistema elétrico brasileiro. Para compensar esse aumento de carga, os geradores de todo o sistema tiveram sua potência gerada aumentada, conforme sua capacidade.

Figura 9 – Diagrama Unifilar do Sistema Nordic



Fonte: Adaptado de IEEE-PES (2015).

Inicialmente, todos os geradores do sistema seriam encarregados de realizar o redespacho de potência. No entanto, devido ao fato de nem todos os geradores do sistema Nordic possuírem a modelagem do regulador de velocidade, apenas foi possível compensar o incremento de carga através do redespacho de 12 geradores, que são os geradores g1, g2, g3, g4, g5, g8, g9, g10, g11, g12, g19 e g20, indicados em verde na Figura 9. Dessa forma, a potência máxima que pode ser enviada para as cargas da área Central é influenciada pela capacidade de geração de reativos dos geradores mencionados, especificamente é influenciada pelos Limitadores de Sobreexcitação. Por outro lado, os Comutadores de Tap sobre Carga procuram restaurar as tensões no nível de distribuição e, portanto, as potências das cargas.

O modelo inclui 74 barras, das quais 32 correspondem a barras de transmissão, 22 a barras de distribuição e 20 barras correspondendo a terminais de geradores. Também inclui 102 linhas, das quais 22 são de distribuição e 20 são transformadores. A Tabela 6 apresenta os valores de potência ativa gerada e consumida em cada área.

Tabela 6 – Potência Ativa das Cargas e Geração por Área

Área	Potência Ativa Gerada (MW)	Potência Ativa Consumida (MW)
Norte	4628,5	1180
Central	2850	6190
Sul	1590	1390
Equivalente	2437,83	2300

Fonte: Autora

Por outro lado, as Tabelas 7 e 8 apresentam as compensações *shunt* capacitivas e indutivas no sistema, bem como as porcentagens de compensação série em cada uma das linhas que ligam as áreas Norte e Central, respectivamente.

Tabela 7 – Compensações Shunt

Número da barra	Compensação Shunt (Mvar)
1022	55,22
1041	255,87
1043	210,87
1044	202,37
1045	204,2
4012	-104,77
4041	220,54
4043	214,77
4046	107,13
4051	113,53
4071	-439,9

Fonte: Autora

Tabela 8 – Compensações Série

Linha	Compensação Série (%)
4021-4042	40%
4032-4042	40%
4031-4041	50%
4032-4044	37.5%

Fonte: Autora

Dados sobre a configuração das linhas de transmissão do sistema podem ser encontrados em (IEEE-PES, 2015). Nas próximas subseções e seções, serão apresentados dados das barras do ponto de operação inicial do sistema, bem como a aplicação do procedimento proposto no capítulo anterior ao Sistema Nordic.

5.1.1 Ponto de Operação Inicial

O ponto de operação inicial é especificado nas Tabelas 9, 10 e 11. Estas tabelas fornecem dados das barras de geração, transmissão e distribuição, respectivamente. Os dados são utilizados tanto na simulação estática quanto na simulação dinâmica do sistema.

Tabela 9 – Dados Barras de Geração no Ponto de Operação Inicial

Barra Geração	Magnitude Tensão de Geração (p.u.)	Geração Ativa (MW)	Geração Máxima Potência Ativa (MW)	Geração Reativa (Mvar)	Geração Máxima Potência Reativa (Mvar)
81	1,0680	600	99999	56,39	340
82	1,0570	300	99999	17,94	318
83	1,0600	550	99999	21,74	297,5
84	1,0340	400	99999	30,72	300
85	1,0290	200	99999	59,9	110
86	1,0080	360	99999	138,81	208
87	1,0140	180	99999	61,13	104
88	1,0500	750	99999	233,8	318,8
89	0,9990	668,5	99999	202,46	520
810	1,0160	600	99999	257,29	380
811	1,0200	250	99999	59,89	127,5
812	1,0190	310	99999	97,25	140
813	1,0170	0	99999	51,56	300
814	1,0450	630	99999	296,95	350
815	1,0450	1080	99999	378,73	600
816	1,0530	600	99999	224,05	367,5
817	1,0090	530	99999	48,35	315
818	1,0310	1060	99999	295	624
819	1,0300	300	99999	120,42	262,5
820	1,0190	2137,8	99999	378,51	2588

Fonte: Autora

O ponto de operação inicial foi obtido a partir de um fluxo de carga com a participação de todos os geradores. Na Tabela 9, as barras dos geradores que efetivamente realizam o redespacho estão marcadas em negrito. Como mencionado na seção acima, embora a estratégia inicial de redespacho considerasse a compensação de potência proveniente de todos os geradores do sistema, não foi possível seguir essa estratégia devido a problemas de modelagem. Foi decidido não realizar alterações no modelo inicial do sistema Nordic (IEEE-PES, 2015), e sim realizar o redespacho somente com os geradores que permitiam tal alteração no seu valor de potência gerada.

Tabela 10 – Tensões nas Barras de Transmissão no Ponto de Operação Inicial

Número Barra	Magnitude Tensão na Barra (p.u.)	Tensão Base (kV)	Ângulo de Fase da Tensão (°)
1011	1,0619	130	-6,64
1012	1,0633	130	-3,1
1013	1,0551	130	1,25
1014	1,0614	130	4,25
1021	1,0311	130	2,64
1022	1,0509	130	-19,05
1041	1,0117	130	-81,95
1042	1,0140	130	-67,44
1043	1,0268	130	-76,84
1044	1,0059	130	-67,77
1045	1,0104	130	-71,73
2031	1,0274	220	-36,68
2032	1,0695	220	-23,94
4011	1,0225	400	-7,54
4012	1,0236	400	-5,53
4021	1,0481	400	-36,1
4022	0,9944	400	-20,87
4031	1,0361	400	-39,48
4032	1,0480	400	-44,56
4041	1,0501	400	-54,34
4042	1,0422	400	-57,42
4043	1,0363	400	-63,56
4044	1,0388	400	-64,28
4045	1,0527	400	-68,93
4046	1,0350	400	-64,16
4047	1,0584	400	-59,7
4051	1,0655	400	-71,07
4061	1,0385	400	-57,98
4062	1,0559	400	-54,41
4063	1,0537	400	-50,74
4071	1,0487	400	-4,99
4072	1,0595	400	-3,97

Fonte: Autora

Na Tabela 10, são marcadas em negrito as barras troncais do sistema, que são

barras cujo nível de tensão é de 440kV e cujo funcionamento impacta de forma significativa no fluxo de carga do sistema. A nomenclatura das barras corresponde ao seu nível de tensão. As barras de 130 kV, 220 kV e 440 kV têm sua nomenclatura com as iniciais 1, 2, 3 e 4, respectivamente. Por outro lado, na Tabela 11, as barras de distribuição que tiveram sua carga incrementada também estão marcadas em negrito. Mais detalhes sobre o processo de incremento de carga e compensação de geração serão fornecidos na próxima seção. É necessário também observar que todas as barras de distribuição do sistema apresentam transformadores do tipo OLTC. A tensão especificada desses transformadores é a tensão que cada barra possui no ponto de operação inicial do sistema.

Tabela 11 – Dados das Barras de Distribuição no Ponto de Operação Inicial

Número da Barra	Magnitude Tensão (p.u.)	Tensão Base (kV)	Ângulo de Fase da Tensão (°)	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)
1	0,9980	20	-84,79	600	148,2
2	1,0006	20	-70,55	330	71,0
3	0,9967	20	-80,04	260	83,8
4	0,9989	20	-70,73	840	252,0
5	0,9954	20	-74,66	720	190,4
11	1,0026	20	-9,44	200	68,8
12	0,9974	20	-5,93	300	83,8
13	0,9960	20	-1,58	100	34,4
22	1,0000	20	-21,87	280	79,9
31	1,0037	20	-39,49	100	24,7
32	0,9977	20	-26,79	200	39,6
41	0,9962	20	-57,19	540	131,4
42	1,0000	20	-60,23	400	127,4
43	1,0005	20	-66,39	900	254,6
46	0,9983	20	-66,99	700	211,8
47	1,0000	20	-62,39	100	44,0
51	0,9973	20	-73,90	800	258,2
61	1,0000	20	-60,80	500	122,5
62	1,0000	20	-57,23	300	83,8
63	0,9993	20	-53,55	590	264,6
71	1,0030	20	-7,79	300	83,8
72	0,9979	20	-6,82	2000	396,1

Fonte: Autora

5.1.2 Adequações para o Estudo de Caso

O sistema teste nórdico original está disponível no site do IEEE¹. São disponibilizados no mesmo site, o modelo estático e dinâmico deste sistema executáveis nos programas ANAREDE e ANATEM respectivamente. Com o objetivo de aplicar o procedimento pro-

¹ <https://cmte.ieee.org/pes-psdp/489-2/>

posto no Capítulo 4, foram realizadas algumas adequações paramétricas e de configuração para haver compatibilidade entre os modelos estático e dinâmico.

Tabela 12 – Alterações Realizadas no Modelo Estático

Modelagem das Cargas	Como sugere ONS (2022), para estudos de estabilidade de tensão através de análise estática, as cargas ativas e reativas devem ser modeladas como 100% de tipo Potencia Constante.
Fatores de Participação dos Geradores	Para seguir a estratégia de redespacho, descrita na subseção 5.5, foram alteradas os valores de fatores de participação dos geradores.
Potência Reativa Máxima Gerada	Seguindo a curva de capacidade dos geradores descrita em Santos (2019), foram corrigidos os valores de potência reativa máxima a ser gerada.
Opções nos códigos EXLF e EXIC	Os códigos EXLF e EXIC no ANAREDE foram executados ativando as opções QLIM, CTAP, TAPD (ver Subseção 5.2).

Fonte: Autora

As alterações realizadas no modelo estático são apresentadas na Tabela 12. Já para o modelo dinâmico, as alterações realizadas são detalhadas na Tabela 13. As alterações apresentadas para o modelo estático e para o modelo dinâmico buscam retratar o comportamento real de um sistema de potência o máximo possível, além de buscar compatibilidade entre ambas as representações.

Tabela 13 – Alterações Realizadas no Modelo Dinâmico

Modelagem das Cargas	Segundo o ONS (2022), para estudos de estabilidade de tensão através de análise dinâmica, as cargas devem ser modeladas como sendo 50% de tipo Potência Constante e 50% de tipo Impedância Constante para a parte ativa, e 100% de tipo Impedância Constante para a parte reativa.
Fatores de Participação dos Geradores	De forma similar à apresentada na Tabela 12, foram introduzidos fatores de participação dos geradores de acordo com a estratégia de redespacho detalhada na seção 5.5.
Incrementos de Carga via código DCEN	No arquivo original, os incrementos de carga foram programados via código DEVT, enquanto que havia ausência de redespacho no sistema. No presente trabalho, os incrementos e redespachos de carga foram programados via código DCEN.

Fonte: Autora

Por outro lado, como mostrado no Capítulo 2, devido ao fato de que o presente trabalho foca a estabilidade a pequenas perturbações, é necessário que os modelo estático

e dinâmico possuam na sua modelagem, alguns elementos importantes para este tipo de estudo. A descrição destes elementos é dada na Tabela 1. Porém, mesmo que a modelagem destes componentes esteja presente em ambos modelos, esta modelagem possui diferentes abordagens. Na Tabela 14, são descritas estas distinções e é possível ver que durante a simulação dinâmica, a maioria destes componentes é modelado via Controladores Definidos pelo Usuário (CDUs) no ANATEM e têm comportamento temporizado.

Tabela 14 – Distinção de Modelagens para Componentes Importantes para Estabilidade de Tensão à Pequenas Perturbações

	Limitadores de Reativos	OLTCs	Redespacho	Cargas (ONS)
Simulação Estática	Qmax (Curva de Capacidade)	Transformador TAP Variável	BPSI via Fator de Participação	P: 100% Pcte Q: 100% Pcte
Simulação Dinâmica	OELs - CDU (Temporizados)	CDU (Temporizados)	Alterações nos Reguladores de Velocidade - CDU	P: 50% Pcte P: 50% Zcte Q: 100% Zcte

Fonte: Autora

Também é importante observar que, embora as cargas tenham sido modeladas via código DCAR em ambos os tipos de simulação (estática e dinâmica), a forma como o modelo das cargas de tipo ZIP é aplicado por este código durante a simulação é diferente para ambos os casos. Por exemplo, no caso da simulação dinâmica, embora que as cargas sejam modeladas como descrito na Tabela 14, no instante da inicialização do sistema ($t=0$), por *default* a modelagem das cargas é configurada como sendo de tipo 100% Zcte tanto para a parte ativa quanto para a parte reativa, para logo em seguida, aplicar a configuração estabelecida na Tabela 14. Por outro lado, como expõe o capítulo 4, as medidas de tensão obtidas via sincrofasores são principalmente utilizadas para determinar, através da utilização do VSI proposto, o ponto de operação adequado para alternar o método de simulação de estático para dinâmico. Na sequência, é apresentada a aplicação do procedimento proposto no sistema Nordic.

5.2 Simulação Estática

Como é descrito no algoritmo da Figura 8 e detalhado na subseção 4.5, o procedimento proposto se inicia com a obtenção dos valores de tensão do sistema provenientes da simulação estática e de medições sincrofasoriais obtidas em tempo real. Em ambos os casos, os valores das tensões correspondem aos carregamentos do sistema nos pontos de operação que resultam quando as cargas da área Central são incrementadas lenta e sucessivamente durante a simulação estática. Para tal, a abordagem estática consiste na execução de um fluxo de carga continuado utilizando o programa ANAREDE do pacote CEPEL. Nesta abordagem, são utilizados como dados iniciais do sistema, os dados

fornecidos na subseção 5.1.1, correspondentes ao ponto de operação ou estado inicial do sistema, ao tempo que foram consideradas as adequações no modelo descritas na Tabela 12. A seguir, são detalhados os processos de incremento de carga e redespacho de potência no ANAREDE.

Incrementos de Carga

Como exposto na Tabela 6, o valor total de consumo das cargas da área Central no ponto de operação inicial é de 6190 MW. Logo, para poder determinar o ponto de máximo carregamento, analisando a estabilidade do sistema a pequenas perturbações:

- As cargas sofreram incrementos lentos e sucessivos no valor do seu módulo, em uma proporção de 0.09% do valor inicial a cada incremento (ver Figura 10).
- Os incrementos foram realizados mantendo o fator de potência constante. Na Tabela 15, são apresentados os incrementos de carga para os diferentes pontos de operação.
- Os incrementos de carga (e redespachos de potência gerada) foram executados via código EXIC (Fluxo de Carga Continuado) no ANAREDE, considerando o balanço de potência ativa de todos os geradores (opção BPSI), embora que na prática somente os geradores com fatores de participação com valores diferentes de zero realizassem o redespacho.
- O código EXIC foi executado ativando as opções QLIM (considera os limites de geração de potência reativa), CTAP (considera os transformadores definidos como transformadores com TAP variável), TAPD (ativa o algoritmo de discretização do TAP), durante a execução dos fluxos de potência a cada novo ponto de operação. Os fluxos de potência executados no código EXIC foram resolvidos utilizando o método de Newton (método NEWT).

Figura 10 – Trecho do Relatório de Incrementos de Carga no ANAREDE

AUMENTO DA CARGA							
NUM.	CONVERGENCIA	P/Q	ATIVA	E REATIVA (%)	CARGA DA AREA	PASSO MAX	
	STATUS		MAXIMO	AREA	SISTEMA	MW / Mvar	P/Q (%)
0	Convergente	0	0.000	0.000	0.000	6190.00 MW	0.0900
		0	0.000	0.000	0.000	1772.80 Mvar	0.0900
1	Convergente	3	0.090	0.090	0.050	6195.57 MW	0.0900
		3	0.090	0.090	0.052	1774.40 Mvar	0.0900
2	Convergente	3	0.180	0.180	0.101	6201.14 MW	0.0900
		3	0.180	0.180	0.101	1775.99 Mvar	0.0900

Fonte: Autora

Tabela 15 – Cargas Incrementadas
no ANAREDE

		Carregamentos Área Central
P. O p e r a ç ã o	1	6190,00
	2	6195,57
	3	6201,14
	4	6206,71
	5	6212,28
	6	6217,85
	7	6223,43
	8	6229,00
	9	6234,57
	10	6240,14
	11	6245,71
	12	6251,28
	13	6256,85
	14	6262,42
	15	6267,99
	16	6273,56
	17	6279,14
	18	6284,71
	19	6290,28

Fonte: Autora

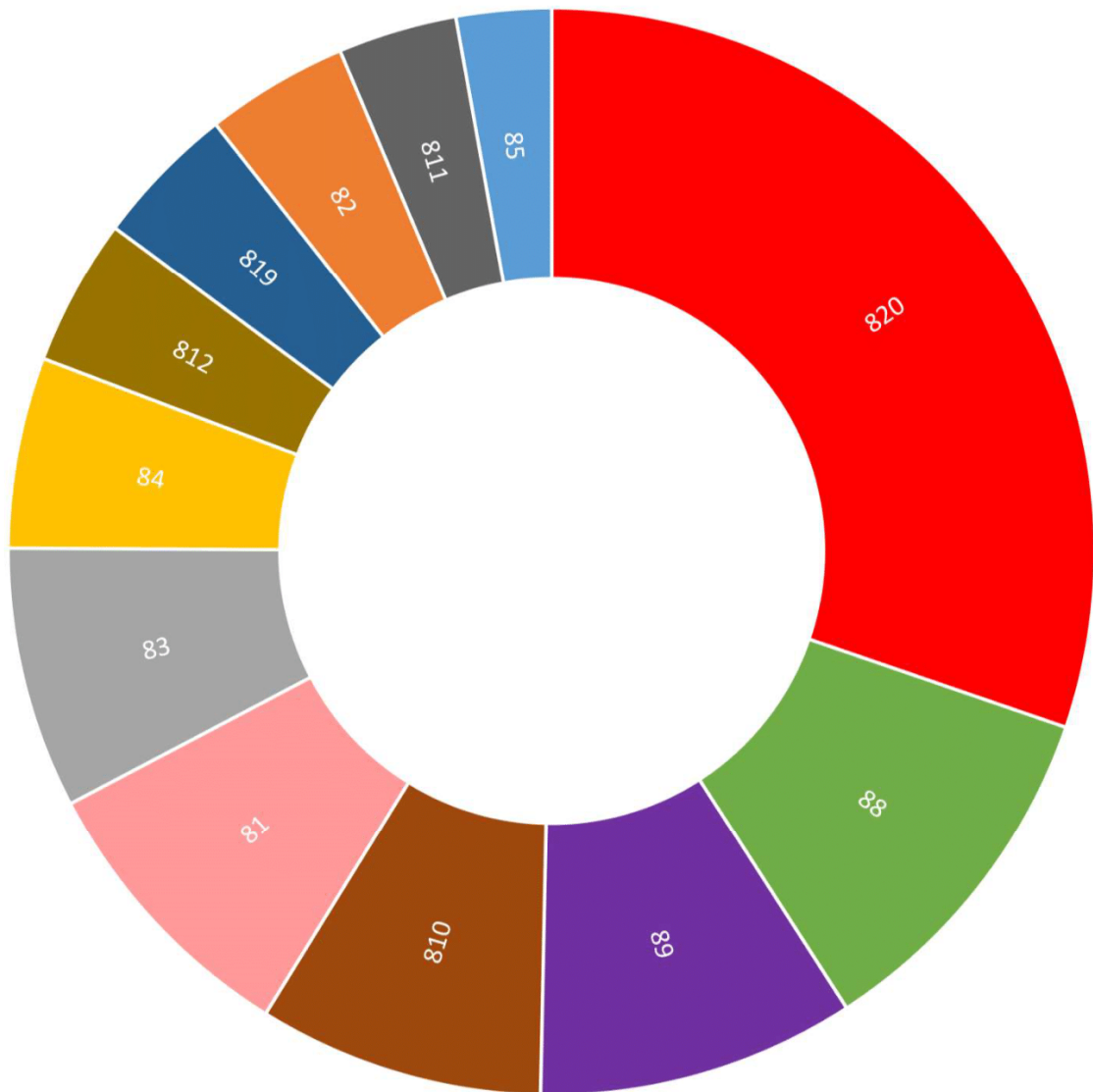
Redespacho dos Geradores

Embora que a estratégia de redespacho inicial fosse a de compensar o incremento de carga por todos os geradores do sistema segundo sua capacidade, para a modelagem estática ser compatível com a modelagem dinâmica, foram redespachados unicamente geradores cuja modelagem dinâmica permitia tal compensação de potência ativa. Para atribuir os Fatores de Participação aos geradores participantes do redespacho, a estratégia de redespacho foi realizada segundo as seguintes considerações:

1. À medida que os incrementos de carga são realizados pelo ANAREDE, seguindo as condições descritas na Subseção 5.2, o próprio programa efetua automaticamente o balanço de potência ativa a cada ponto de operação. Este balanço é realizado mediante a injeção automática de potência ativa por parte dos geradores segundo o seu valor do fator de participação.
2. A estratégia inicial de atribuição dos fatores de participação, considerando a participação de todos os geradores, foi a de realizar um aumento de potência ativa equivalente à potência ativa de cada gerador no ponto de operação inicial. Então, o fator de participação era definido como o quociente entre o valor de potência ativa gerador e o somatório de todas as potências ativas iniciais de todos os geradores.

3. Entretanto, considerando unicamente os geradores cuja modelagem no ANATEM permitem a execução do redespacho, a potência ativa a ser redespachada pelos demais geradores foi distribuída entre os geradores participantes segundo sua capacidade. Logo, na sequência, os fatores de participação dos geradores redespachados foram recalculados novamente determinando o quociente entre a nova potência ativa de cada gerador participante e a soma total da potência gerada por todos os geradores. A Figura 11, ilustra a participação dos geradores no processo de redespacho.

Figura 11 – Nível de Participação dos Geradores no Redespacho



Fonte: Autora

As porcentagens a partir das quais a Figura 11 foi construída são apresentadas na Tabela 16. É possível ver que o gerador com maior participação no redespacho de potência ativa é o gerador número 20, com uma participação de acima de 30%, seguido pelo gerador número 8, com uma participação de mais de 10%. A partir da Figura 9, é possível ver

que a todos os geradores redespachados encontram-se nas áreas Norte e Equivalente do sistema. Isto torna as linhas 4041-4031 (circuitos 1 e 2), 4032-4044, 4042-4044, 4042-4021, 4071-4011, de maior relevância para a garantia de estabilidade de tensão e segurança do sistema.

Tabela 16 – Fatores de Participação Redespacho Potência Ativa - ANAREDE

81	82	83	84	85	88	89	810	811	812	819	820
0,085	0,042	0,078	0,057	0,028	0,106	0,095	0,085	0,035	0,044	0,042	0,303

Fonte: Autora

É importante lembrar que no presente estudo não foram realizadas análises de segurança, desde que o objetivo do trabalho consiste no desenvolvimento de um método para a determinação das curvas PV (ponto de colapso de tensão) de um sistema elétrico de potência da forma mais fiel possível à realidade e utilizando ferramentas amplamente disponíveis no meio científico, como é o pacote CEPTEL.

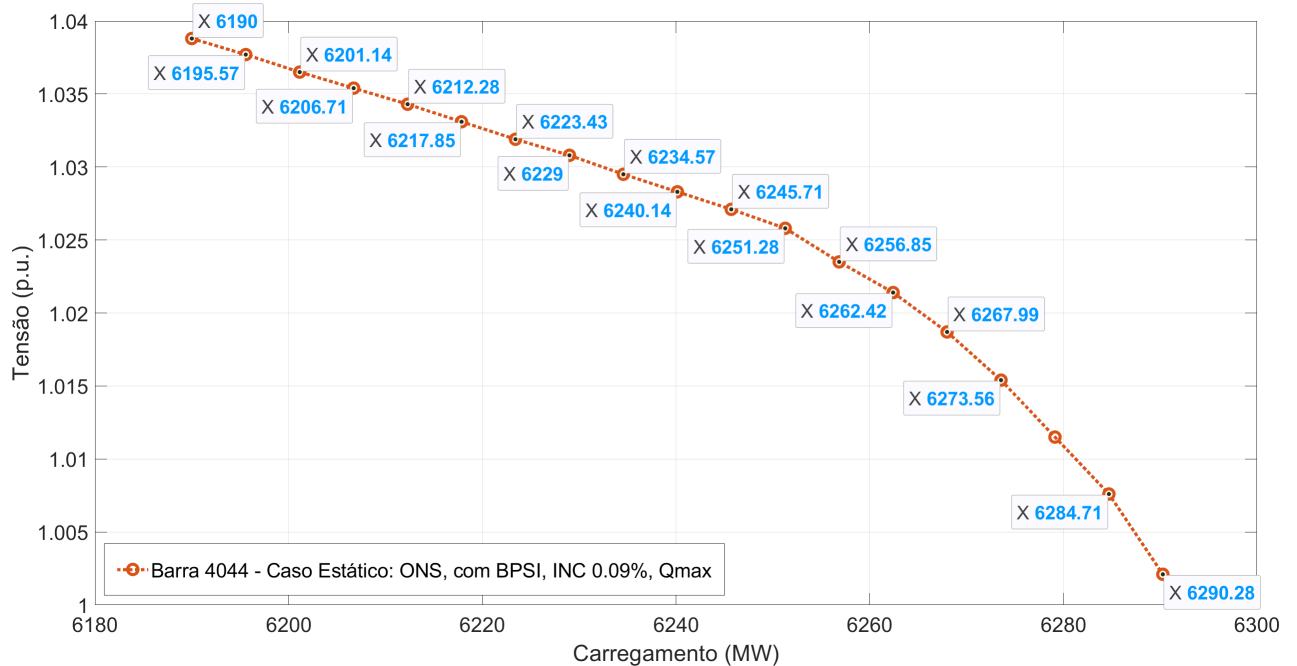
Tabela 17 – Redespacho de Potência Ativa (MW) dos Geradores - ANAREDE

		Barras de Geração											
		81	82	83	84	85	88	89	810	811	812	819	820
P. O p e r a ç ã o	1	600,0	300,0	550,0	400,0	200,0	750,0	668,5	600,0	250,0	310,0	300,0	2137,8
	2	600,5	300,2	550,4	400,3	200,2	750,6	669,0	600,5	250,2	310,2	300,2	2142,1
	3	600,9	300,5	550,9	400,6	200,3	751,2	669,6	600,9	250,4	310,5	300,5	2146,4
	4	601,4	300,7	551,3	400,9	200,5	751,8	670,1	601,4	250,6	310,7	300,7	2150,8
	5	601,9	300,9	551,7	401,3	200,6	752,4	670,6	601,9	250,8	311,0	300,9	2155,2
	6	602,4	301,2	552,2	401,6	200,8	753,0	671,1	602,4	251,0	311,2	301,2	2159,6
	7	602,8	301,4	552,6	401,9	200,9	753,5	671,7	602,8	251,2	311,5	301,4	2164,0
	8	603,3	301,7	553,0	402,2	201,1	754,1	672,2	603,3	251,4	311,7	301,7	2168,5
	9	603,8	301,9	553,5	402,5	201,3	754,7	672,7	603,8	251,6	312,0	301,9	2173,1
	10	604,3	302,1	553,9	402,8	201,4	755,3	673,2	604,3	251,8	312,2	302,1	2177,7
	11	604,7	302,4	554,3	403,2	201,6	755,9	673,8	604,7	252,0	312,4	302,4	2182,2
	12	605,2	302,6	554,8	403,5	201,7	756,5	674,3	605,2	252,2	312,7	302,6	2186,9
	13	605,7	302,8	555,2	403,8	201,9	757,1	674,8	605,7	252,4	312,9	302,8	2192,3
	14	606,1	303,1	555,6	404,1	202,1	757,7	675,3	606,1	252,6	313,2	303,1	2197,7
	15	606,6	303,3	556,1	404,4	202,2	758,3	675,9	606,6	252,8	313,4	303,3	2203,6
	16	607,1	303,5	556,5	404,7	202,4	758,9	676,4	607,1	253,0	313,7	303,5	2210,4
	17	607,6	303,8	556,9	405,0	202,5	759,5	676,9	607,6	253,2	313,9	303,8	2217,8
	18	608,0	304,0	557,4	405,4	202,7	760,1	677,5	608,0	253,4	314,2	304,0	2225,4
	19	608,5	304,3	557,8	405,7	202,8	760,6	678,0	608,5	253,5	314,4	304,3	2234,6

Fonte: Autora

A Tabela 17 apresenta os valores de potência ativa redespachada a cada ponto de operação resultante da execução do fluxo de carga continuado. Como a mesma tabela mostra, foram determinados 19 pontos de operação estáveis até o Ponto de Máximo Carregamento.

Figura 12 – Curvas PV Estática para a Barra 4044



Fonte: Autora

A Figura 12, apresenta a curva PV resultante da execução do fluxo de carga continuado para a barra 4044. É importante salientar que dita curva é resultado da interpolação dos pontos sinalizados na mesma figura, os quais correspondem a cada um dos pontos de operação encontrados durante o processo de incremento de carga e redespacho de geração. Na seguinte subseção, é descrito o procedimento para a obtenção das medidas sincrofasoriais utilizadas no processo de simulação do procedimento introduzido no Capítulo 4.

5.3 Sincrofasores via PMUs

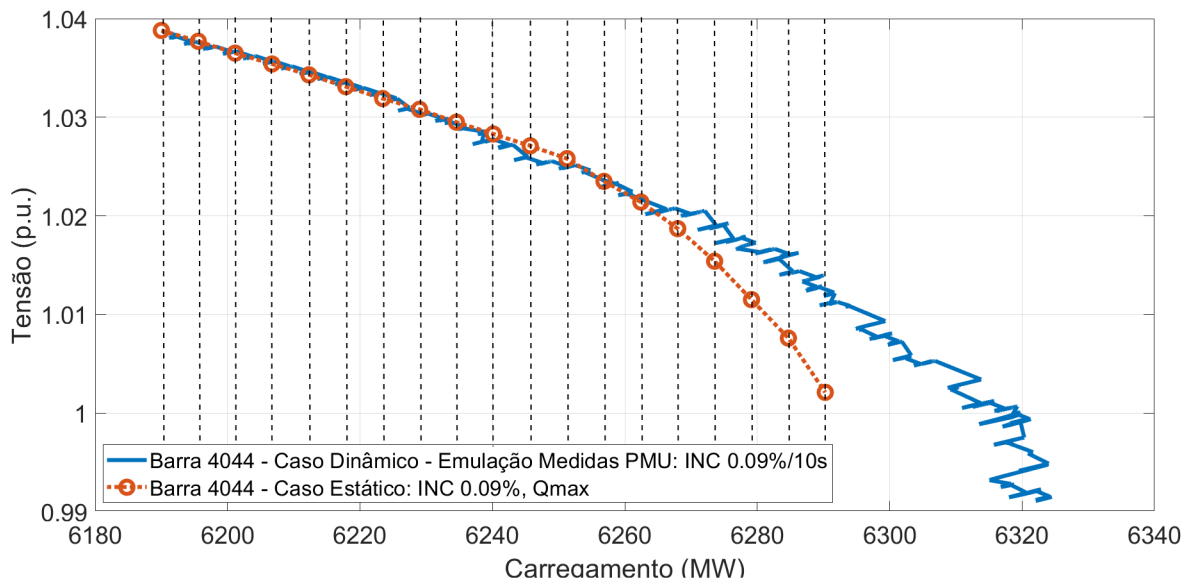
De acordo com a Subseção 5.2, a simulação estática para a obtenção das curvas PV do sistema, determinou 19 pontos de operação estáveis antes do sistema colapsar. Dessa forma, seguindo o roteiro do algoritmo do procedimento proposto na Subseção 4.5, o próximo passo é a obtenção das medidas sincrofasoriais de tensão nos valores de carregamento dos pontos de operação apresentados na Tabela 15. Devido ao sistema teste Nordic se tratar de um sistema fictício, foi necessário emular a obtenção das medidas sincrofasoriais. Para tal fim, e para retratar ao máximo possível o valor dos possíveis valores de tensão nas barras durante o processo de incremento de carga e redespacho, foi realizada uma simulação dinâmica do sistema utilizando o programa ANATEM. Durante a execução, as configurações tanto de simulação quanto do modelo dinâmico do sistema foram compatíveis com aquelas utilizadas na simulação estática descrita na seção anterior. Isto devido a que ambas abordagens buscam retratar o comportamento do mesmo sistema.

Uma vez realizada a simulação dinâmica, foram obtidos os valores dos módulos de tensão das 32 barras de transmissão² para os valores de carregamento correspondentes aos pontos de operação determinados na simulação estática. Na Figura 13, são ilustradas as curvas PV estática e dinâmica da barra 4044, juntamente com os 19 pontos de operação que resultam da simulação estática. Assim, no final do processo, o conjunto de vetores de módulos de tensão extraídos foi definido por,

$$V^{PMU} = \{V_i^{PMU}; i = 1, \dots, n\} \quad (5.1)$$

onde $n = 19$, é o número de pontos de operação obtidos na simulação estática e $\dim(V^{PMU}) = 32$ é o número de barras de transmissão do sistema Nordic. Dessa forma, uma vez obtidos os valores de tensão para os valores de carregamento listados na Tabela 15, os valores de tensão foram utilizados para o cálculo do índice de estabilidade de tensão como indica o algoritmo da seção 4.5.

Figura 13 – Curva PV Estática e Curva Dinâmica para Emulação das Medidas PMU - Barra 4044



Fonte: Autora

É importante observar que após obtidos os valores de módulos de tensão, a partir da simulação estática e das medições sincrofatorias, o cálculo do índice de estabilidade de tensão não realizou uma comparação do tipo barra a barra, senão que a comparação foi realizada utilizando a média aritmética dos módulos de tensão de todas as barras de transmissão. Os códigos desenvolvidos para a execução do algoritmo apresentado na Subseção 4.5, incluem a leitura dos arquivos de saída das simulações no ANAREDE e

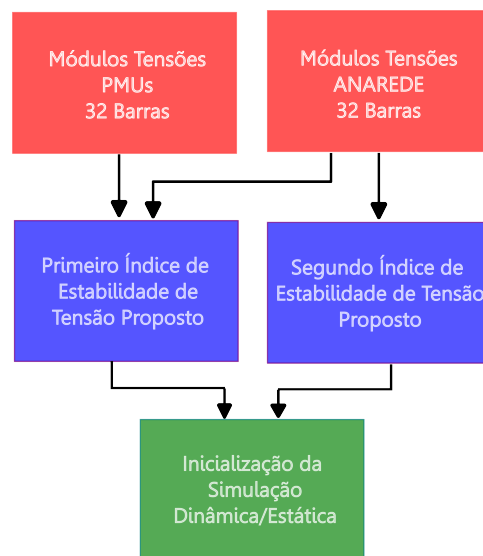
² Uma vez que, durante o processo de colapso de tensão, estas barras desempenham um papel importante.

ANATEM, porém podem ser convenientemente modificados para que, no caso de estudo de sistemas reais, os valores de tensões provenientes de medidores PMU possam ser lidos a partir de uma planilha eletrônica. A seguinte subseção, descreve em detalhe a obtenção do índice de estabilidade de tensão para o sistema Nordic.

5.4 Índices de Estabilidade de Tensão

Como a Subseção 4.4 prevê, o cálculo dos índices de estabilidade de tensão é feito através de dois vetores de variáveis de interesse, estes são: os módulos de tensão obtidos via medições PMU e os módulos de tensão obtidos via simulações estáticas, para as 32 barras de transmissão existentes no sistema Nordic. O diagrama na Figura 14, ilustra este processo. Na sequência, é detalhada a obtenção dos índices de estabilidade de tensão propostos na Seção 4.4.

Figura 14 – Diagrama: Índice de Estabilidade de Tensão para o Sistema Nordic



Fonte: Autora

5.4.1 Primeiro Índice de Estabilidade de Tensão Proposto

Segundo descrito na Subseção 4.4.1, uma vez obtidos os valores dos módulos de tensão a partir da simulação estática no ANAREDE e a partir das medições sincrofásoriais, $V_{k_i}^{ESTATICA}$ e $V_{k_i}^{PMU}$, para a k -ésima barra de transmissão no i -ésimo ponto de operação, como a Subseção 4.4.1 indica, procede-se ao cálculo dos respectivos erros dos módulos de tensão, e_{k_i} . Logo, uma vez que o algoritmo na Seção 4.5 prevê que o índice de estabilidade de tensão seja utilizado como um indicador de inicialização da simulação dinâmica para o sistema como um todo, este índice não é calculado individualmente para cada barra, senão que é utilizada a média aritmética dos erros absolutos de módulos de tensão para o seu cálculo. Na Tabela 18, são apresentados os valores encontrados para os índices \bar{e}_i ,

nos 19 pontos de operação. É possível notar que para o caso do sistema Nordic, os erros absolutos de tensão começam a ficar significativamente maiores a partir do ponto de operação número 16. Este fenômeno também pode ser apreciado nas Figuras 15 e 13.

Tabela 18 – Média dos Erros Absolutos de Tensões

P. Operação	Médias Erros Absolutos
1	1,5789e-05
2	3,7211e-05
3	9,3158e-05
4	0,00015595
5	0,00020158
6	0,00030442
7	0,00031395
8	0,000366
9	0,00045347
10	0,00034105
11	0,00056242
12	0,00043879
13	0,00037995
14	0,00091295
15	0,0010225
16	0,0019314
17	0,0033849
18	0,0049589
19	0,0056344

Fonte: Autora

A Subseção 5.4.3, apresenta detalhes sobre a determinação do valor de limiar para os diferentes valores destas médias de erros absolutos dos módulos de tensão. Na sequência, na próxima seção, é descrita a obtenção do vetor das médias aritméticas das taxas de variação dos módulos de tensão obtidos via simulação estática no ANAREDE.

5.4.2 Segundo Índice de Estabilidade de Tensão Proposto

Nesta análise são consideradas unicamente as tensões resultante da simulação estática. Assim, uma vez obtidos os resultados desta simulação, são extraídos os módulos das tensões do sistema $V_{k_i}^{ESTATICA}$, correspondentes ao i -ésimo ponto de operação e à k -ésima barra do sistema, como consta na Seção 4.4.2. Logo, na sequência, são determinadas as respectivas taxas de variação V_{k_i} , entre os pontos de operação $i + 1$ e i . Para finalmente, serem calculados os segundos índices de estabilidade de tensão propostos, $\Delta \bar{V}_i$, a serem empregados no algoritmo apresentado na Seção 4.5. A Tabela 19, apresenta os VSIs obtidos para cada ponto de operação. Esta abordagem procura determinar o ponto de operação a partir do qual as curvas PV do sistema começam a apresentar mudanças significativas na sua inclinação. Para o caso do sistema Nordic, estas variações parecem ocorrer a partir do ponto de operação 12. Isto é, a taxa de variação entre os pontos de operação 12 e 13 é

significativamente maior àquelas determinadas nos pontos de operação anteriores ao ponto 12 (ver Figuras 15, 16, 12, 13 e Tabela 19). Esta situação é verificada na próxima seção, quando é determinado o limiar para o corresponde índice de estabilidade apresentado.

Tabela 19 – Médias das Taxas de Variação dos Vetores de Tensões

P. Operação	Médias Taxas de Variação
1	-0,00012943
2	-0,00013132
3	-0,00013037
4	-0,00012848
5	-0,00013793
6	-0,00012943
7	-0,00013604
8	-0,00014171
9	-0,00014644
10	-0,0001351
11	-0,00014832
12	-0,00024752
13	-0,00023807
14	-0,00028815
15	-0,00037223
16	-0,00043364
17	-0,00044119
18	-0,00059708

Fonte: Autora

Na Figura 15, é possível observar que a o somatório das taxas de variação no ponto de operação 12 é significativamente maior àqueles anteriormente encontrados. Na Figura 16, de forma semelhante, é possível observar que a média das taxas de variação no ponto de operação 12 também sofre uma alteração na sua magnitude quando comparada às anteriores. Já nas Figuras 12 e 13, a situação se torna evidente graficamente, ao ver que notoriamente a inclinação da curva PV para a barra 4044 entre os pontos de operação 12 e 13 é menor às anteriores, denotando um possível início de um processo de colapso de tensão. Na sequência, a Subseção 5.4.3, apresenta a determinação dos valores de limiar tanto para os valores de médias de erros absolutos dos módulos de tensão quanto para os valores de médias taxas de variação das tensões para o sistema Nordic, nas condições anteriormente detalhadas.

5.4.3 Limiares para os VSIs Propostos

Como as Subseções 4.4.3 e 4.4.4 estabelecem, a determinação dos valores de limiar para as variáveis descritas anteriormente foi realizada a partir da utilização da função ‘*isoutlier*’ do Matlab. Esta função estabelece como valor discrepante ou valor de *outlier*, o valor que seja maior ou menor a ϑ desvios medianos absolutos com respeito à mediana

dos vetores de médias dos erros absolutos de módulos de tensão e de médias das taxas de variação das tensões. Para o caso do sistema Nordic, foi definido $\vartheta_{\bar{e}} = \vartheta_{\Delta\bar{V}} = 3$ como valor de sintonia para os limiares correspondentes ao primeiro e segundo VSI propostos. Assim, para o caso do primeiro VSI, temos que $D_{\bar{e}} = 0.000224$. Portanto, o seu respectivo limiar superior é definido como sendo,

$$Th_{\bar{e}} = 0.0010519. \quad (5.2)$$

Por outro lado, para o caso do vetor de médias de taxas de variação das tensões provenientes do ANAREDE, $\Delta\bar{V}$, definido na Subseção 4.4.4, o desvio mediano absoluto é dado por $D_{\Delta\bar{V}} = 0.000014644$. E portanto, uma vez estamos interessados no decaimento dos valores de taxas de variação das curvas PV das barras estudadas, o valor de limiar para o segundo VSI é definido como

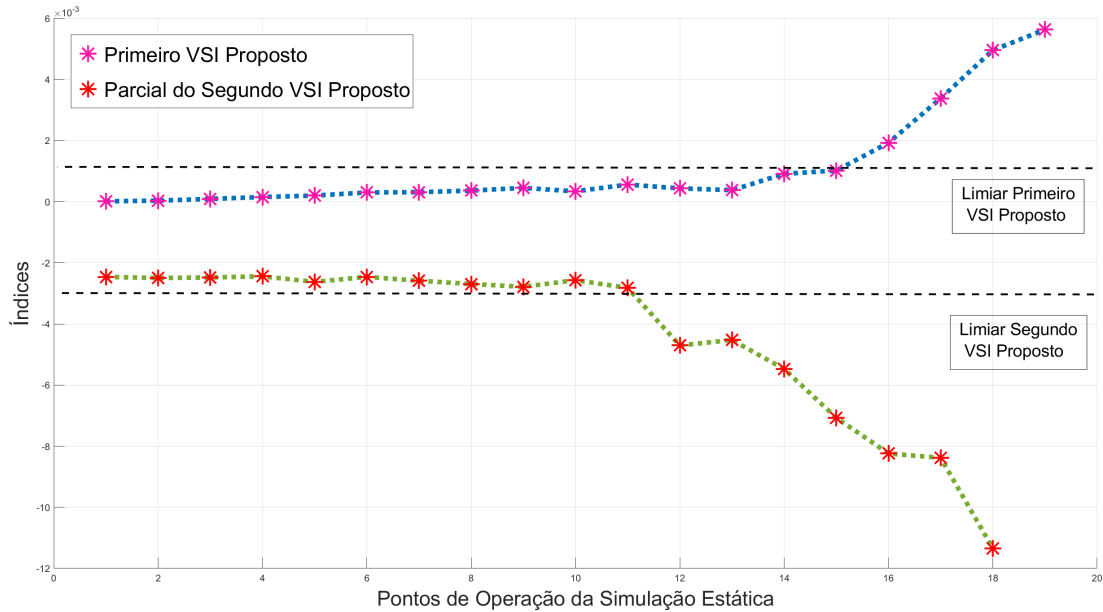
$$Th_{\Delta\bar{V}} = -0.000188. \quad (5.3)$$

A partir dos valores encontrados em (5.2) e (5.3), e verificando nas Tabelas 18 e 19, assim como as Figuras 15 e 16, é possível analisar os resultados encontrados para os valores de limiar do respectivo caso analisado. Nas seguinte subseção é apresentada a aplicação do algoritmo apresentado na Seção 4.5. Para tal aplicação, são utilizados os resultados encontrados nas Subseções e Subseções 5.2, 5.3, 5.4.1, 5.4.2, e 5.4.3.

Aplicação do Algoritmo Proposto

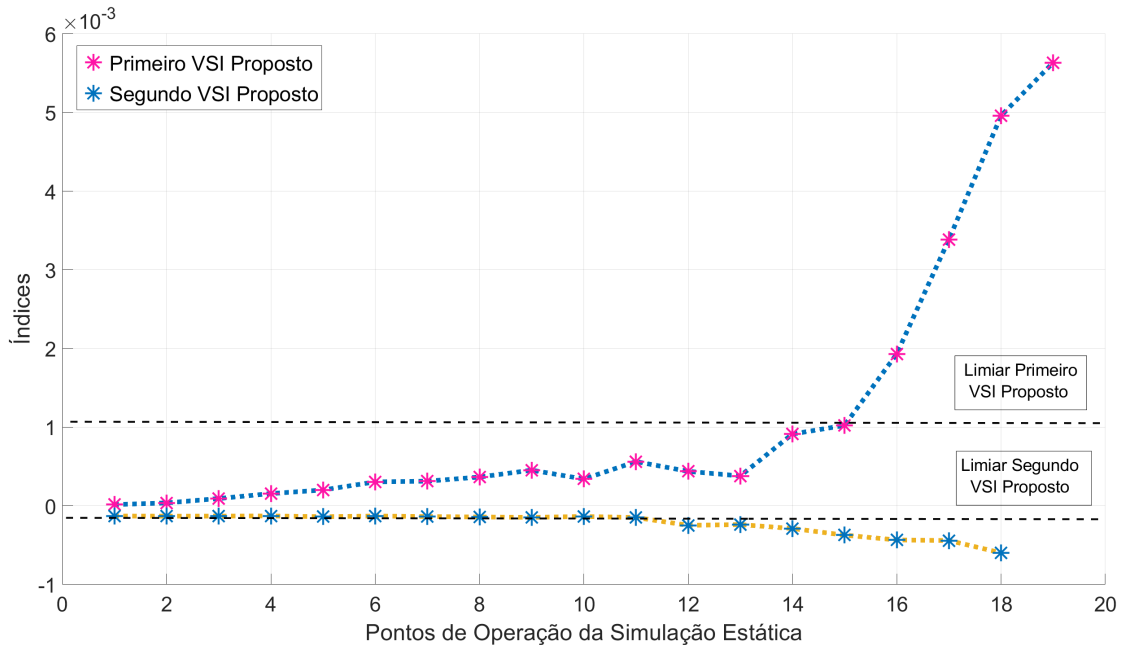
Seguindo o algoritmo da Seção 4.5, uma vez obtidos limiares para os VSI propostos, assim como os vetores de médias de erros absolutos de módulos de tensão e médias das taxas de variação dos módulos de tensão, \bar{e} e $\Delta\bar{V}$ respectivamente, o seguinte passo estabelece uma condicionante para a determinação do ponto de operação em que a simulação dinâmica deve ser inicializada. Esta condição estabelece que o ponto de operação em que a simulação dinâmica deve ser inicializada é aquele em que os valores dos vetores \bar{e} e $\Delta\bar{V}$ atingem os seus valores de limiar. Para o caso estudado no sistema Nordic, a condição é alcançada no ponto de operação número 16. Assim, seguindo o algoritmo apresentado anteriormente, a simulação dinâmica foi inicializada nesse ponto de operação e, logo, foi dada sequência ao seguimento dos próximos passos definidos no mesmo algoritmo. Na seguinte seção, são apresentados os resultados da simulação dinâmica do sistema Nordic inicializada no ponto de operação 16, encontrado nesta seção.

Figura 15 – Primeiro VSI Proposto e Resultado Parcial do Segundo VSI: Somatório das Taxas de Variação ANAREDE.



Fonte: Autora

Figura 16 – Primeiro e Segundo VSI Propostos e seus respectivos Limiares.



Fonte: Autora

5.5 Simulação Dinâmica do Sistema

Como descrito na Subseção 5.1.2, para que as simulações estática e dinâmica fossem compatíveis, foram realizadas várias adequações em ambos modelos (estático e dinâmico) do sistema Nordic. As adequações realizadas no modelo estático foram descritas

na Tabela 12. Já as adequações realizadas no modelo dinâmico são detalhadas na Tabela 13. Além de buscar compatibilidade entre ambos tipos de simulação, as adequações buscaram caracterizar ambos os sistemas para estudos de estabilidade de tensão de médio e longo prazos. Outros elementos importantes durante a simulação dinâmica foram, a definição de valores adequados de amplitude de incremento de carga e de amplitude do intervalo tempo no incremento. Ambas definições são tratadas com mais detalhes na Seção 5.6. Assim como as adequações descritas no parágrafo anterior, estas definições são de grande importância para caracterizar o objeto de estudo, além de mostrar o impacto da escolha dos valores de amplitudes de incremento de carga e de intervalo de tempo deste incremento nos resultados de simulação. Nas seguintes subseções são descritos os processos de incremento de carga e de redespacho de geração dos geradores.

Incrementos de Carga

Como comentado anteriormente, as cargas a serem incrementadas são as cargas da área Central. O valor potência ativa inicial das cargas da área Central é de 6190 MW (ver Tabela 15). Logo, para haver compatibilidade com as configurações dos incrementos de carga realizados na simulação estática no ANAREDE, apresentados na Subseção 5.2, e continuar com o processo de incremento e redespacho de carga a partir de uma abordagem dinâmica, foram definidas as seguintes configurações de simulação no ANATEM:

- As cargas da área Central tiveram sua potência ativa e reativa incrementada em uma proporção de 0.09% do seu valor inicial. Esta proporção de incremento foi definida a partir de uma análise prévia do impacto deste valor ao longo da simulação e o objeto de estudo.
- Durante o processo de incremento de carga, o fator de potência foi mantido constante.
- Para conseguir configurar os parâmetros de incremento de carga de forma compatível com aqueles realizados no ANAREDE, foi utilizado o código DCEN do programa ANATEM.
- Os incrementos de carga e redespachos de potência gerada, foram executados via código DCEN (Modificação Automática de Cenário de Carga/Geração/Motor de Indução).
- O código DCEN foi executado sem nenhuma ativação de opção de execução. Durante a simulação
- A simulação no ANATEM foi executada ativando os seguintes dados padrão para opções de controle de execução (DOPC): CONT (especifica que os relatórios enviados ao terminal de vídeo serão emitidos de forma contínua e ininterrupta), 80CO

(especifica que os relatórios serão emitidos no formato 80 colunas), FILE (especifica que os relatórios, no formato 80 colunas dependendo da ativação da opção 80CO, serão emitidos na unidade lógica #4) e IMPR (de acordo com o código de execução em que é ativada, imprime os relatórios dos dados de entrada na unidade lógica #4 se a opção FILE estiver ativada).

Na Tabela 20, são apresentados os valores dos carregamentos da área Central no primeiro e último ponto de operação da simulação dinâmica. Note que o valor do carregamento no ponto de operação 16 foi de 6267.99 MW, assim, a simulação dinâmica foi inicializada neste ponto de operação. Como indica a Tabela 20, para a simulação dinâmica, o ponto de operação em que o ponto de máximo carregamento foi alcançado foi o ponto de operação número 36491, e o valor de máximo carregamento foi de 6324.5 MW.

Tabela 20 – Cargas Incrementadas no ANATEM

Ponto de Operação N°	Carregamento da Área Central (MW)
1	6267,99
36491	6324,50

Fonte: Autora

Por outro lado, as amplitudes dos incrementos ΔP_{CT} , ΔQ_{CT} , e o intervalo de tempo Δt , entre esses incrementos foram respectivamente

$$\Delta P_{CT} = 0.09\%(6267.99 \text{ MW}) = 5.641191 \text{ MW}; \quad (5.4)$$

$$\Delta Q_{CT} = 0.09\%(1795.13 \text{ Mvar}) = 1.615617 \text{ Mvar}; \quad (5.5)$$

$$\Delta t = 10 \text{ s}. \quad (5.6)$$

É importante observar que durante a inicialização da simulação dinâmica, as cargas são automaticamente convertidas para o tipo 100% Zcte para logo continuar com a modelagem definida via código DCAR. Na subseção a seguir são apresentados resultados sobre o processo de redespacho.

Redespacho dos Geradores

Diferentemente da modelagem estática no ANAREDE, a modelagem dinâmica no ANATEM permite uma representação mais detalhada dos geradores e do processo de redespacho. Algumas características deste processo durante a simulação dinâmica são:

1. Os geradores do sistema Nordic foram modelados como modelos predefinidos de máquinas síncronas (código de execução DMDG). Dos 20 geradores existentes no

sistema Nordic, 13 foram modelados como máquinas de polos salientes e 7 como máquinas de polos lisos. Dos geradores modelados como máquinas de polos salientes, 12 representaram plantas hidrelétricas e 1 deles representou um compensador síncrono. Todos os geradores modelados como máquinas de polos lisos representaram plantas termelétricas.

2. Todos os geradores tiveram seus reguladores de tensão modelados via códigos CDU (Controladores Definidos pelo Usuário), isto é, não utilizaram modelos pré-definidos de reguladores de tensão do ANATEM. Através disto, foi possível um maior detalhamento na modelagem de elementos que atuam nas malhas de controle de tensão terminal/corrente de campo, como por exemplo os limitadores de sobre-excitação (*Over Excitation Limiters* OELs), cuja representação é fundamental para o processo de colapso de tensão.
3. Na simulação dinâmica, os incrementos de carga foram implementados através da alteração das magnitudes de potência ativa e reativa nas cargas P_{CT} e Q_{CT} . De igual forma, os processos de redespachos de potência ativa dos geradores foi possível devido a alterações nos valores de potência de referência P_{ref} dos reguladores de velocidade de cada gerador. Ambas alterações, incrementos e redespachos, foram implementadas utilizando o código DCEN.
4. Sabe-se que a i -ésima potência ativa P_{g_i} fornecida por cada gerador i é aproximadamente igual à i -ésima potência de referência P_{ref_i} do seu correspondente regulador de velocidade, i.e. $P_{g_i} \approx P_{ref_i}$. Logo, durante a simulação dinâmica, para manter os mesmos fatores de participação dos geradores da simulação estática (ver Figura 11), os geradores participantes do redespacho tiveram o seu valor de P_{ref_i} incrementada em 0.079% a cada redespacho (10 segundos). As porcentagens de incremento de carga (0.09%) e de redespacho (0.079%) são diferentes devido a que, no ponto de operação inicial, o valor da carga total a ser incrementada ($P_{CT}^0 = 6190$ MW) é menor ao valor de potência total dos geradores participantes do redespacho ($P_{g_{Total}} = 7066.5$ MW). Assim,

$$0.079\% = 0.09\% \left(\frac{P_{CT}^0}{P_{g_{Total}}} \right) = 0.09\% \left(\frac{6190 \text{ MW}}{7066.5 \text{ MW}} \right). \quad (5.7)$$

Na sequência, as Figuras 17, 18, 19 e 20, apresentam a construção das curvas PV do sistema Nordic utilizando os resultados nas Subseções 5.2, 5.3 e 5.5. Isto é, utilizando o procedimento proposto no Capítulo 4. As tensões ilustradas nestas figuras correspondem às barras de transmissão número 4051 e 2032, às barras de geração e carga números 87 e 5 respectivamente.

Figura 17 – Obtenção da Curva PV da Barra 4051

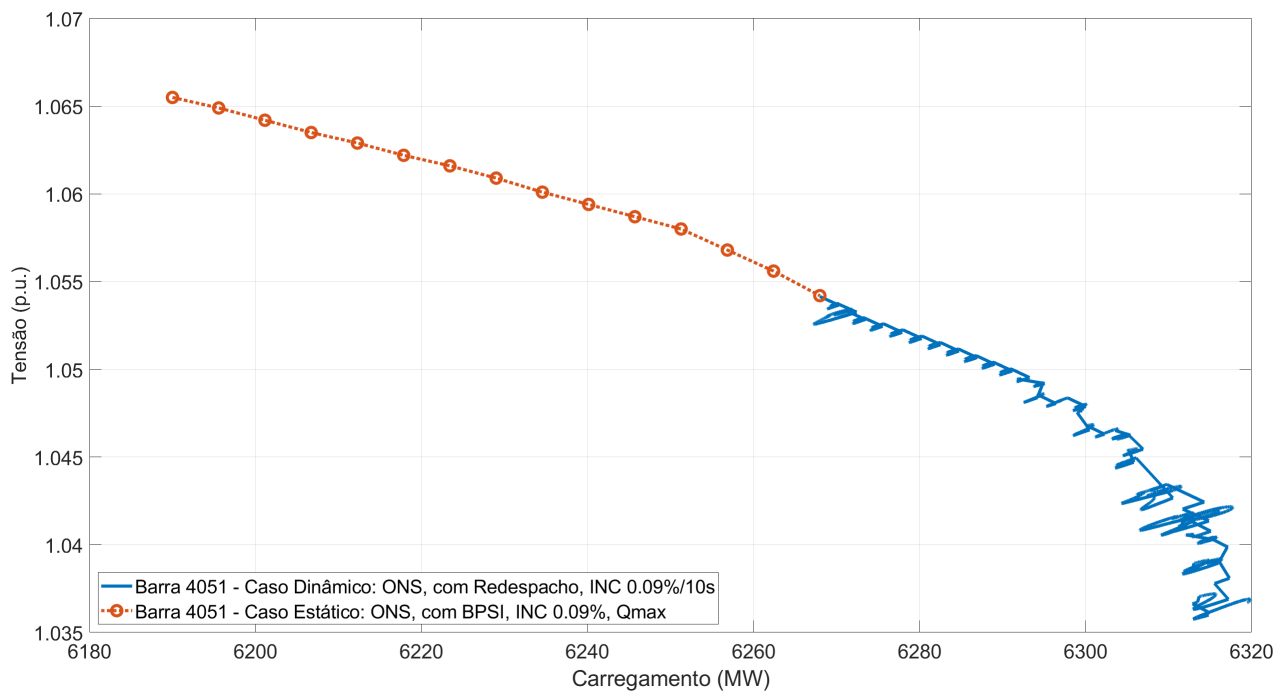
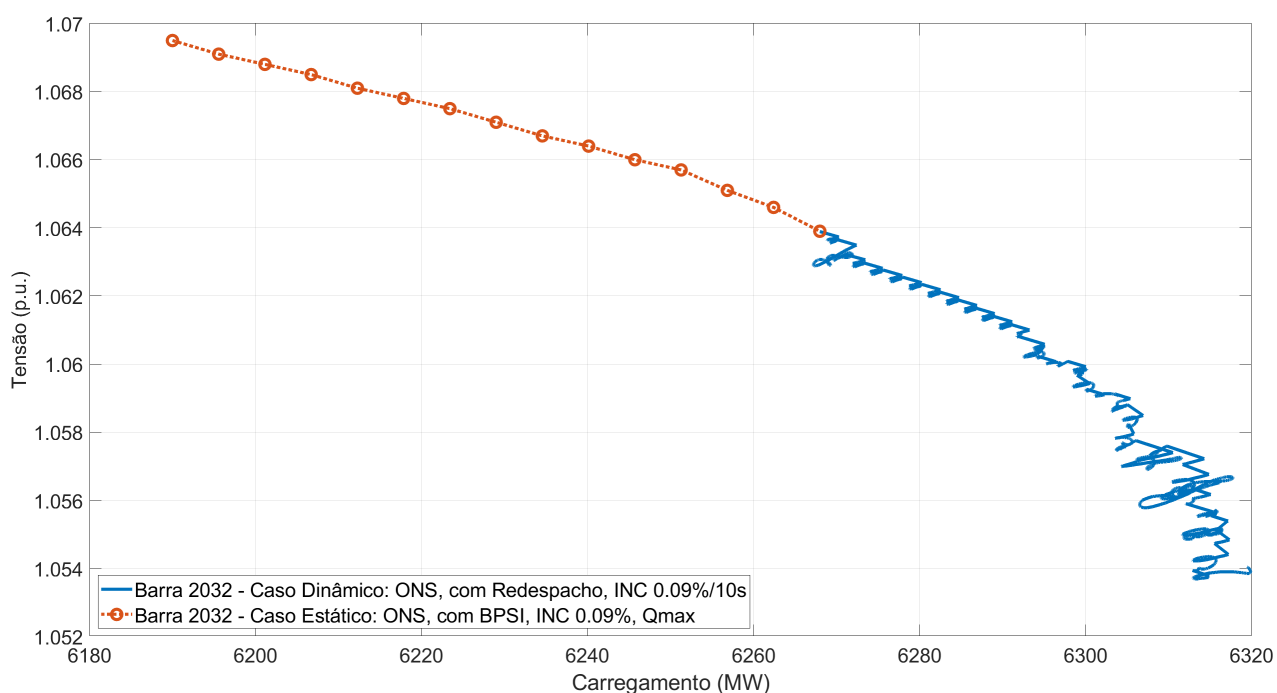


Figura 18 – Obtenção da Curva PV da Barra 2032

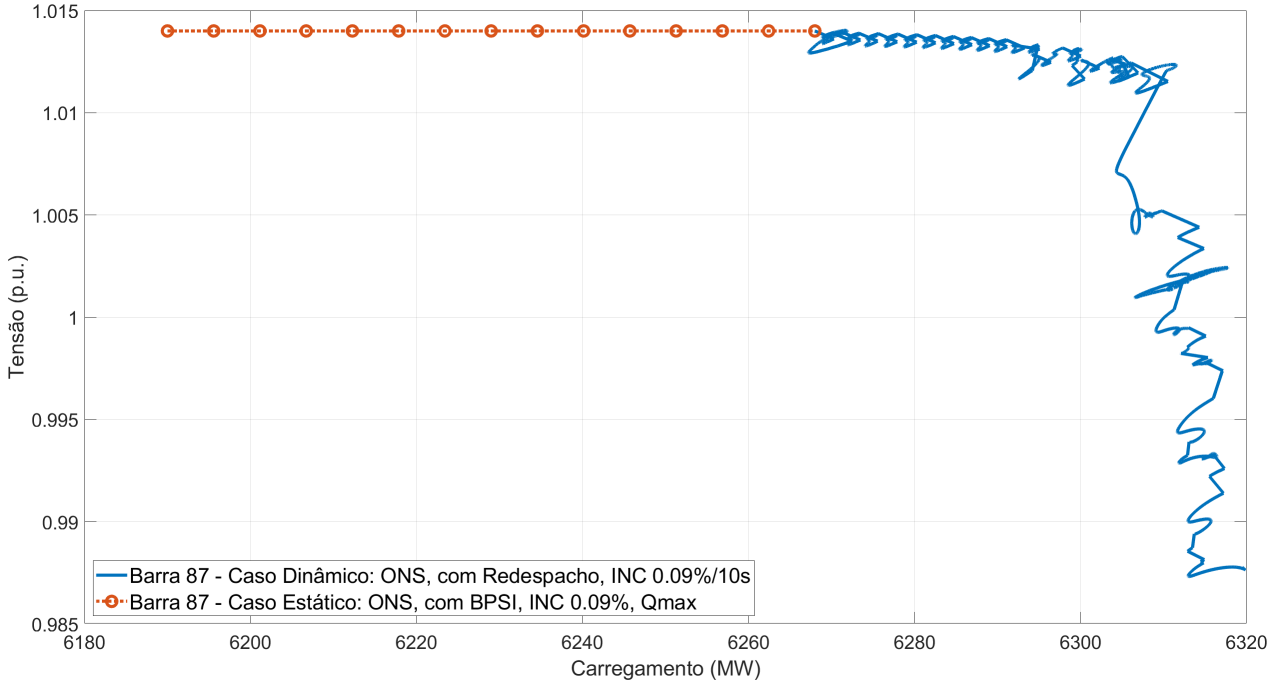


Fonte: Autora

A barra 4051 pertence ao eixo troncal de 440 kV do sistema (ver Figura 9), enquanto que a barra 2032 correspondente ao grupo de tensão de 220 kV. Na barra 87 encontra-se um gerador termoelétrico e na barra 5 existem cargas sendo incrementadas. Na próxima seção, são apresentados detalhes sobre a determinação dos valores de amplitude de e

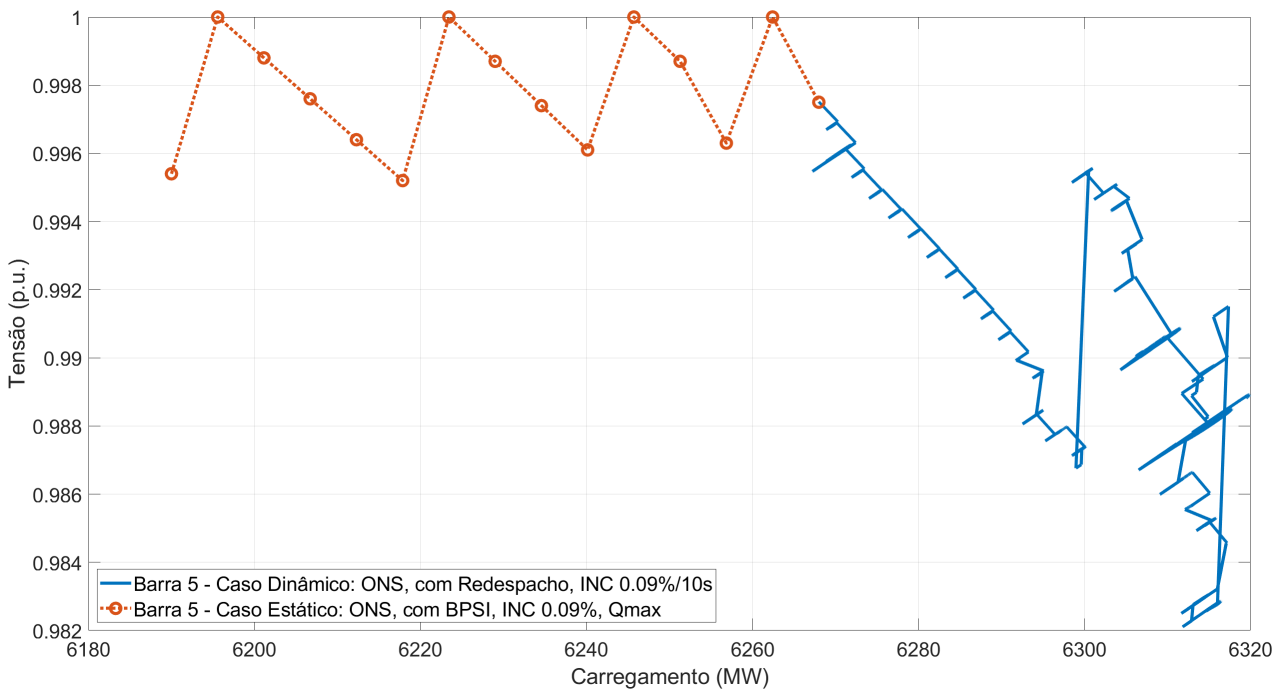
intervalo de tempo de incrementos.

Figura 19 – Obtenção da Curva PV da Barra do Gerador 7



Fonte: Autora

Figura 20 – Obtenção da Curva PV da Barra de Carga 5



Fonte: Autora

5.6 Amplitude e Intervalos de Tempo nos Incrementos de Carga

O valor das amplitudes e dos intervalos de tempo de crescimento de carga são parâmetros determinantes na determinação do ponto de máximo carregamento. Na sequência, são apresentados os resultados de simulações dinâmicas, considerando as configurações do sistema estabelecidas nas seções anteriores, e implementando variações de magnitude nestes dois parâmetros de crescimento de carga. Estas variações buscam analisar a resposta dos dispositivos temporizados do sistema. Como mencionado nas seções anteriores, durante a aplicação do procedimento proposto no sistema Nordic, foi utilizado um incremento de 0,09% a cada 10 segundos. Na presente seção, mostra-se que a escolha do valor da amplitude dos incrementos, assim como do intervalo de tempo em que esses incrementos ocorrem, impacta de forma expressiva o comportamento do sistema. Novamente, é importante observar que a todo momento, o fator de potência das cargas foi mantido constante.

5.6.1 Intervalos de Tempo dos Incrementos de Carga

Em um primeiro momento, foram realizadas variações nos intervalos de tempo em que os incrementos de carga ocorriam. A Tabela 21 apresenta os diferentes intervalos de tempo empregados para um valor fixo de amplitude de incremento de carga, juntamente com os correspondentes pontos de máximo carregamento, tempo de colapso de tensão, número de limitadores ativados em simultâneo e valor da corrente de limitação.

Tabela 21 – Variações nos Intervalos de tempo entre cada Incremento de Carga

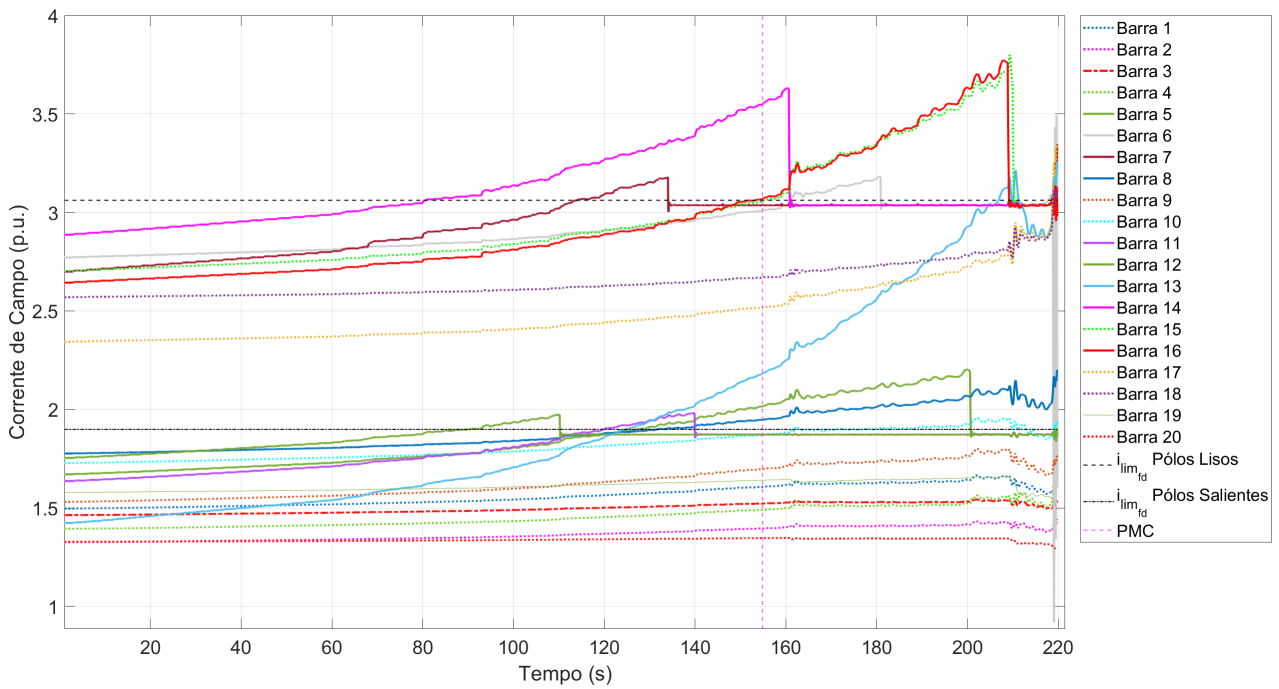
Intervalo (s)	Nº OELs Ativados em Simultâneo	Máximo Carregamento (MW)	Tempo de Colapso (s)	Incremento/Intervalo (%)	Incremento Total (%)
3	5	6340	155	0,09	4,65
5	5	6335	206	0,09	3,71
10	3	6324,5	352	0,09	3,17
15	2	6316	480	0,09	2,88
25	2	6311	712	0,09	2,56
30	2	6309	839	0,09	2,51
50	2	6301	1285	0,09	2,31
80	2	6292	1932	0,09	2,17
150	2	6287	3600	0,09	2,16
350	2	6284	7731	0,09	1,99
500	2	6284	11031	0,09	1,985
600	2	6284	13231	0,09	1,984
700	2	6284	15431	0,09	1,983
1000	0	6284	22031	0,09	1,98

Fonte: Autora

Na sequência, foi analisado em detalhe o caso em que os incrementos de carga

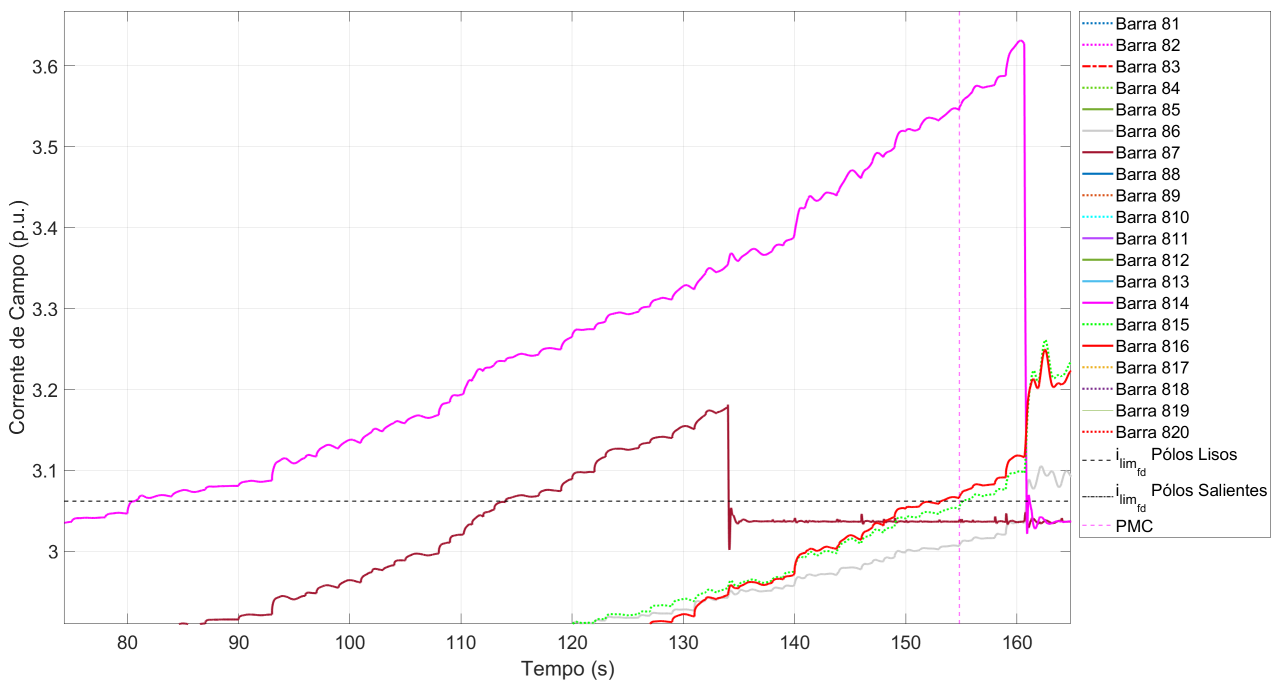
são realizados em intervalos curtos de tempo, no caso, a cada 3 segundos. As Figuras 21, 22 e 23 ilustram a dinâmica dos OELs de para os geradores de pólos lisos e salientes respectivamente.

Figura 21 – OELs de todos os Geradores - Incrementos de 0.09%/3s



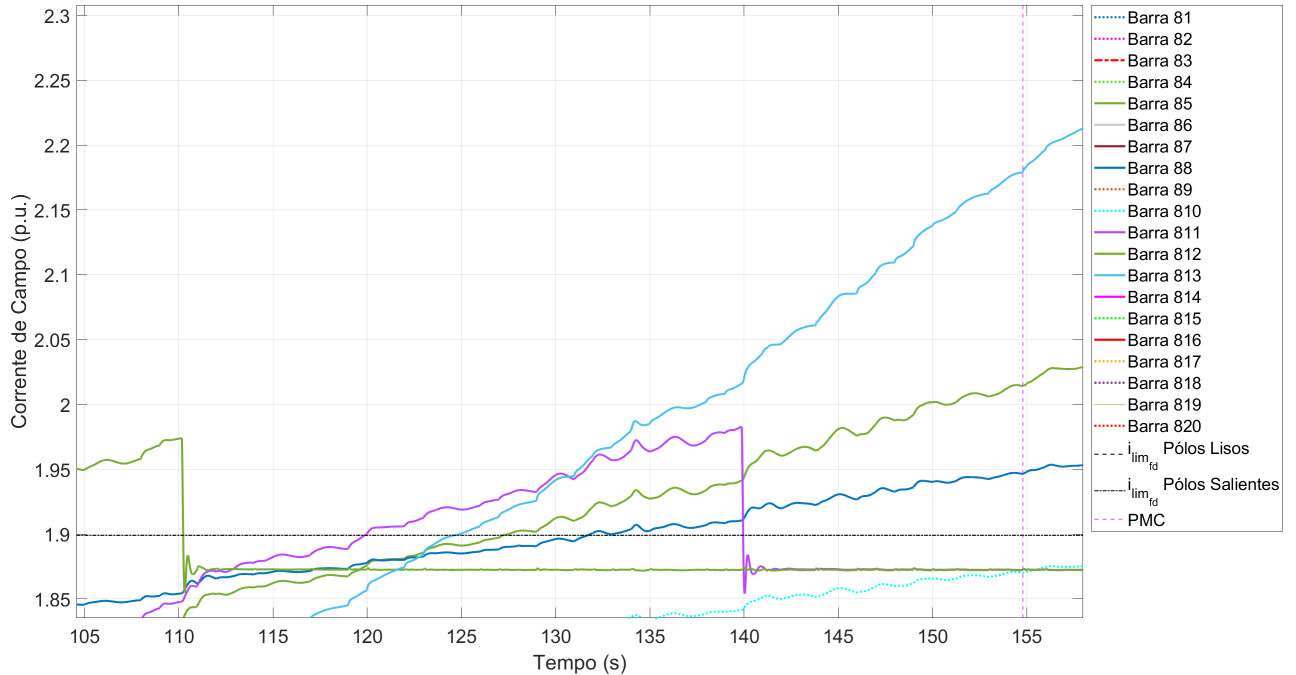
Fonte: Autora

Figura 22 – Zoom: OELs dos Geradores de Pólos Lisos - Inc: 0.09%/3s



Fonte: Autora

Figura 23 – Zoom: OELs dos Geradores de Pólos Salientes - Inc: 0.09%/3s

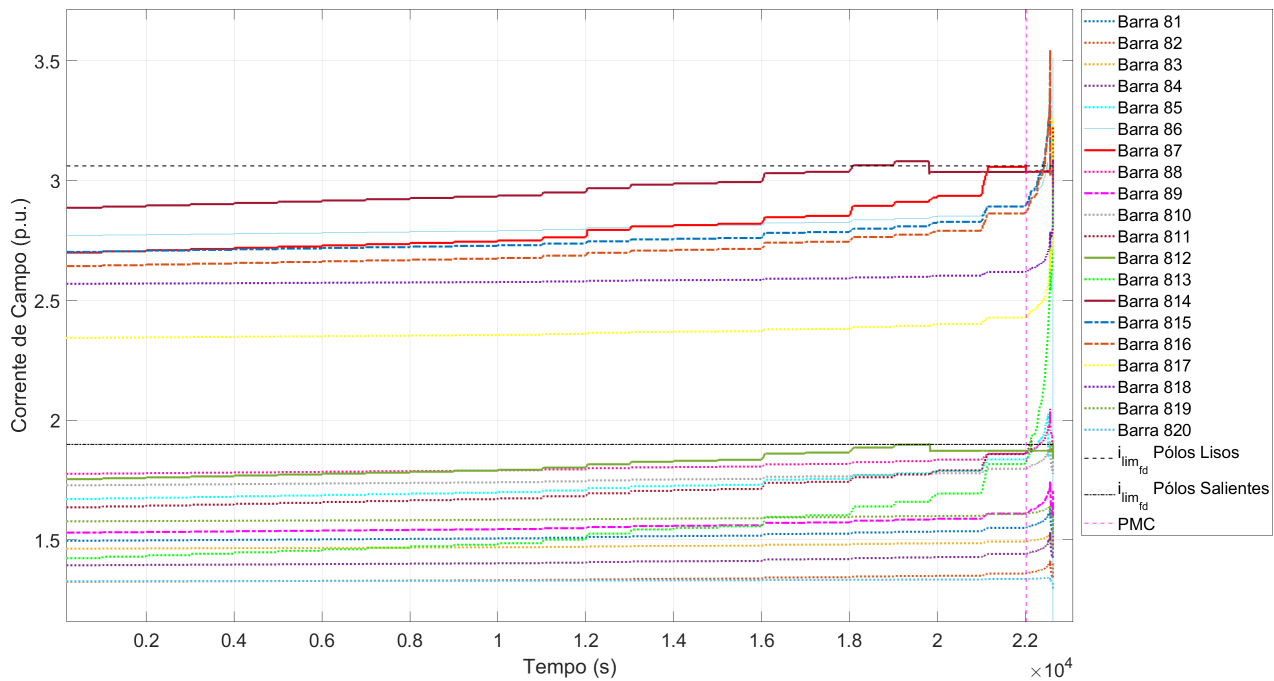


Fonte: Autora

A partir dessas figuras, é possível ver que, antes do colapso de tensão, 8 geradores tiveram seus limitadores de sobreexcitação ativados. Entre os períodos de tempo em que os limitadores foram ativados, houve períodos nos quais 5 geradores apresentavam ativação dos limitadores simultaneamente. Isto é, os OELs ativados apresentaram ciclos em que vários outros geradores também tiveram seus limitadores ativados. Os limitadores com ciclos finalizados antes do colapso correspondiam aos geradores 7, 11 e 12, das barras 87, 811 e 812. Entretanto, na janela de tempo em que esses geradores tiveram seus OELs ativados, também houve ativações de OELs de outros geradores. Na Tabela 22, pode-se constatar essa situação através dos respectivos ciclos de atuação de cada limitador.

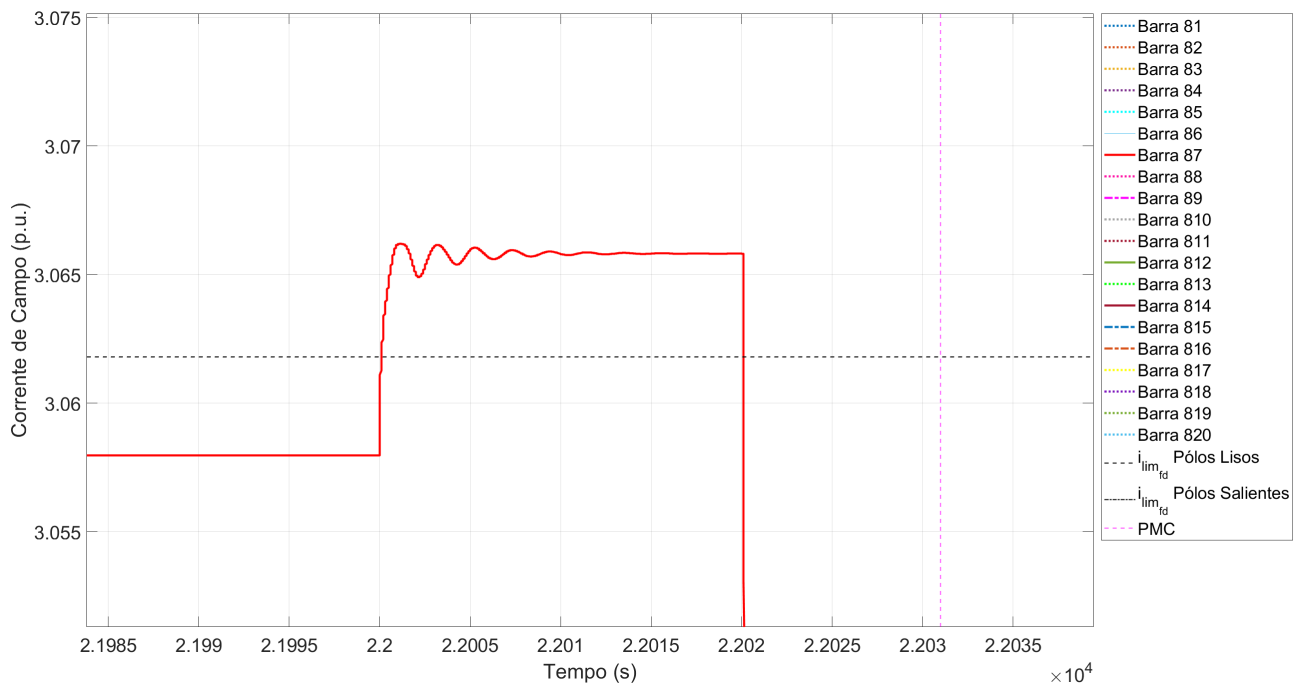
Posteriormente, analisando o caso em que os mesmos incrementos de carga são realizados em intervalos longos de tempo, no caso a cada 1000 segundos, são obtidas as correntes de campo de todos os geradores na Figura 24. Nesta figura e nas Figuras 25, 26 e 27 (que são aproximações da Figura 24 em torno dos OEL ativados), pode-se notar que apenas 3 dos 20 geradores existentes tiveram seus limitadores de sobreexcitação ativados; estes são os geradores 7, 12 e 14, correspondentes às barras 87, 812 e 814. Nenhuma das 3 ativações teve, durante seus ciclos, períodos de tempo em que dois ou mais OEL se mantiveram ativos simultaneamente. A Tabela 22 apresenta os comportamentos dinâmicos de cada OEL ativado para este caso de incrementos de 0.09% a cada 1000s. Para todos os 3 casos, os OEL ativados completaram seus ciclos de atuação antes do sistema colapsar. Assim, além de possuírem ciclos em janelas de tempo diferentes, suas correntes de campo foram limitadas antes do sistema entrar em colapso.

Figura 24 – OELs de todos os Geradores - Incrementos de 0.09%/1000s



Fonte: Autora

Figura 25 – Zoom: OEL do Gerador da Barra 87 - Inc: 0.09%/1000s

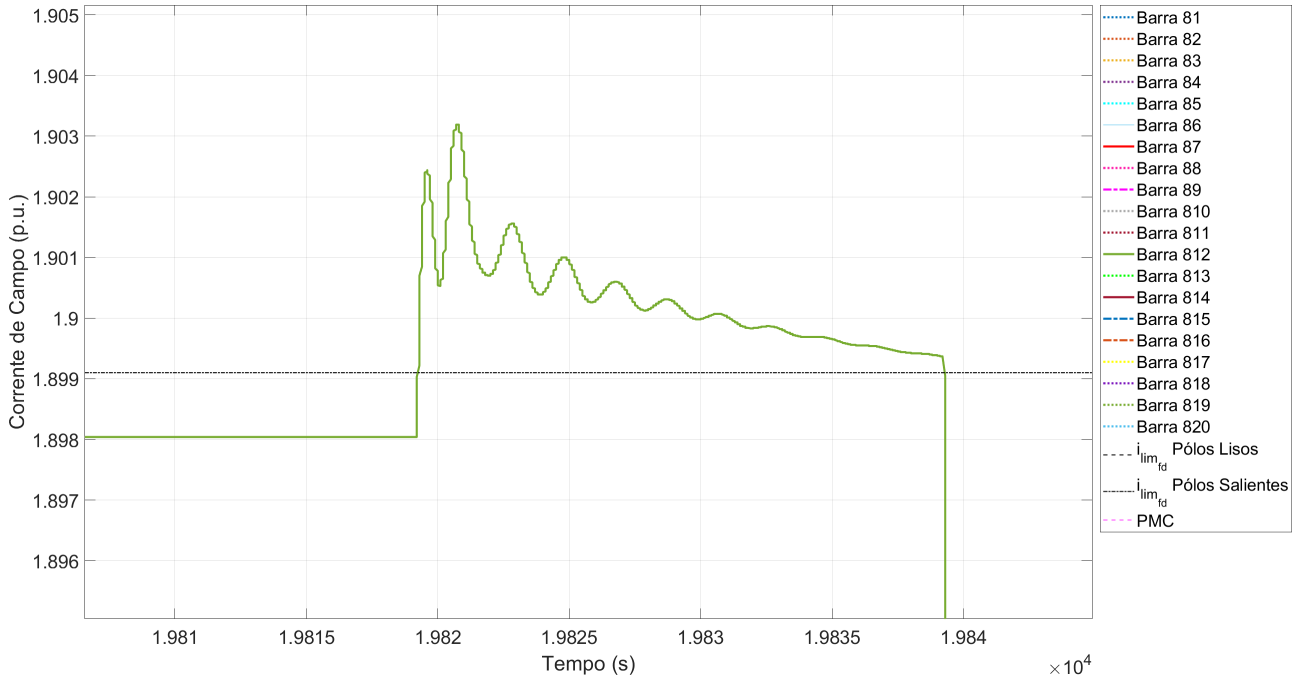


Fonte: Autora

Comparando ambas simulações, com incrementos feitos em intervalos curtos e longos de tempo, através das Figuras 21, 22, 23, 24, 25, 26 e 27, pode-se ver que, no caso de incrementos de carga em intervalos curtos de tempo ($0.09\%/3s$), os geradores que têm a sua corrente de campo limitada antes do sistema colapsar são os geradores de menor

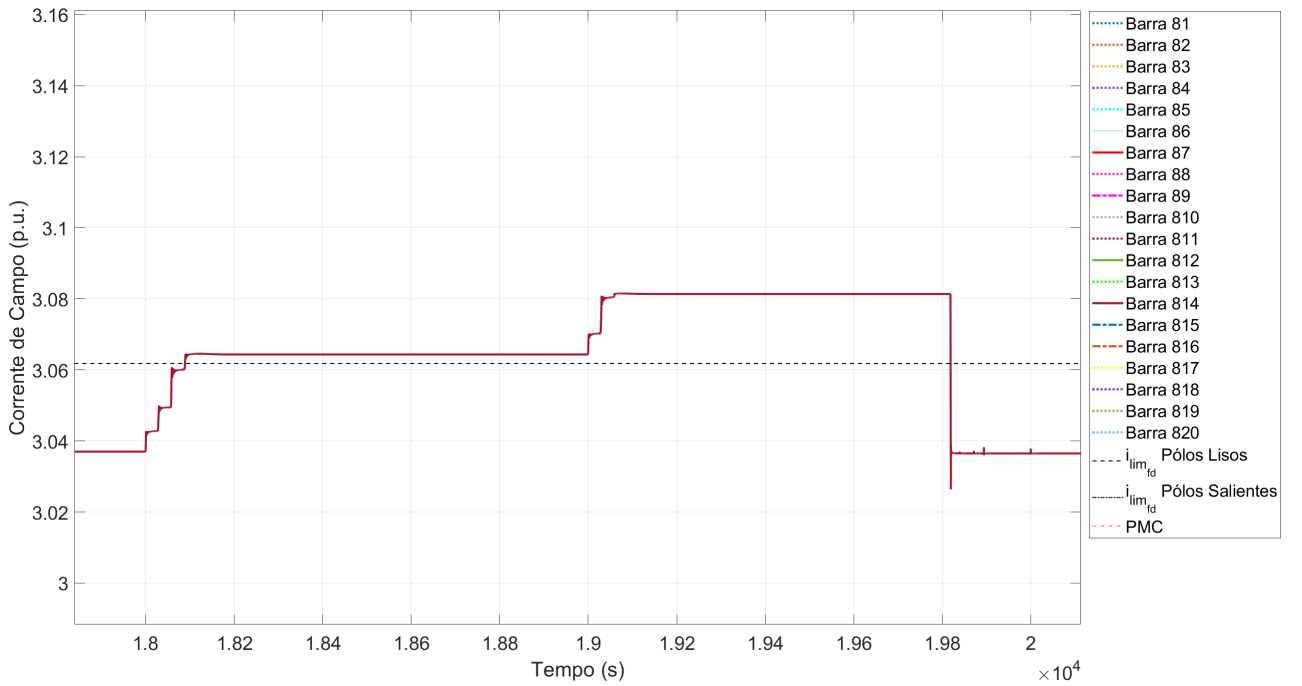
capacidade (geradores 7, 11 e 12).

Figura 26 – Zoom: OEL do Gerador da Barra 812 - Inc: 0.09%/1000s



Fonte: Autora

Figura 27 – Zoom: OEL do Gerador da Barra 814 - Inc: 0.09%/1000s



Fonte: Autora

A Tabela 22 apresenta os ciclos dos limitadores de sobreexcitação ativados para os incrementos de 0.09%/3s e 0.09%/1000s. No instante da ativação de cada OEL, é

imediatamente iniciada a temporização dos *delays* de limitação. Dos geradores apresentados na Tabela 22, 4 deles possuem limitadores com *delay* de tempo inverso (geradores 5, 8, 14, 16) e 3 possuem limitadores com *delay* de tempo fixo (geradores 7, 11, 12). Os limitadores com *delay* de tempo fixo são de menor capacidade de geração e possuem um ciclo de 20 segundos antes de sua corrente de campo ser limitada. Já os limitadores com *delay* de tempo inverso apresentam uma temporização dependente do valor da corrente de campo; quanto maior este valor, mais cedo a corrente será limitada. Mais detalhes sobre a modelagem dos limitadores de sobreexcitação dos geradores do sistema Nordic podem ser encontrados em (SANTOS, 2019).

Tabela 22 – Ciclos OELs Ativados - Incrementos de 0.09%/3s e 0.09%/1000s

Incrementos 0.09/3s	Tempo Ativação (s)	Tempo Limitação Antes Colapso (s)	Período Ciclo Antes Colapso (s)	Simultâneos
Gerador 14	80	-	-	Sim
Gerador 12	90	110	20	-
Gerador 7	114	134	20	Sim
Gerador 11	119	139	20	Sim
Gerador 5	127	-	-	Sim
Gerador 8	131	-	-	Sim
Gerador 16	153	-	-	-
Incrementos 0.09/1000s	Tempo Ativação (s)	Tempo Limitação Antes Colapso (s)	Período Ciclo (s)	Simultâneos
Gerador 14	18089	19819	1730	-
Gerador 12	19819	19839	20	-
Gerador 7	22000	22020	20	-

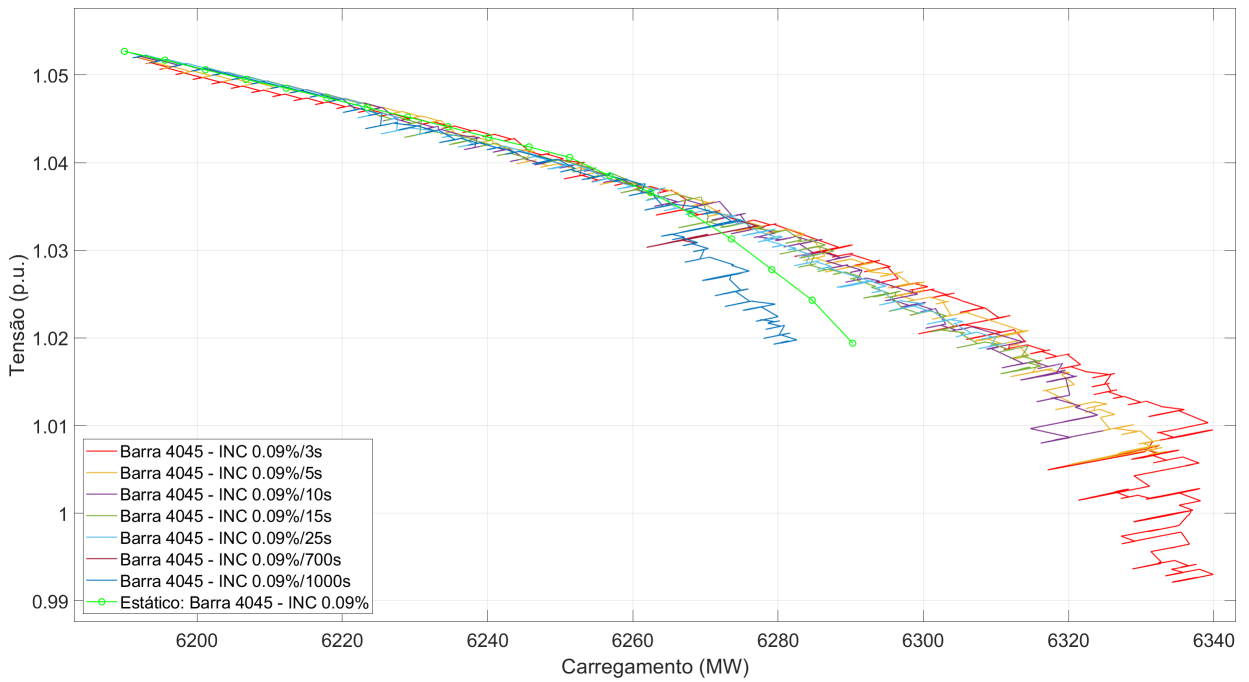
Fonte: Autora

A Figura 28 apresenta as curvas PV da barra de transmissão 4045 (440 kV), considerando diferentes valores de intervalos de incremento. Em todos os casos, foi utilizada uma amplitude de incremento de 0.09% do valor inicial da carga, considerando as configurações do sistema Nordic descritas nas seções anteriores. A partir desta figura, é possível ver que quanto menores são os intervalos de tempo entre incrementos de carga, maiores são os pontos de máximo carregamento no sistema simulado. Como colocado anteriormente, o intervalo de incremento de carga estudado ao longo deste capítulo foi o de 10 segundos, esboçado em roxo na Figura 28. Este valor de intervalo foi escolhido por se encaixar no escopo do presente estudo, que aborda a estabilidade de tensão de curto prazo em sistemas elétricos. Nesta mesma figura, nota-se que nos casos de intervalos longos nos incrementos, a curva PV dinâmica se aproxima da curva PV estática.

A Figura 29 mostra com maior detalhe que, à medida que os intervalos de tempo entre os incrementos de carga aumentam, as curvas PV dinâmicas correspondentes a esses casos vão se aproximando mais da curva PV estática (em verde claro). Também é importante notar que, como descrito na Tabela 21, à medida que os intervalos de

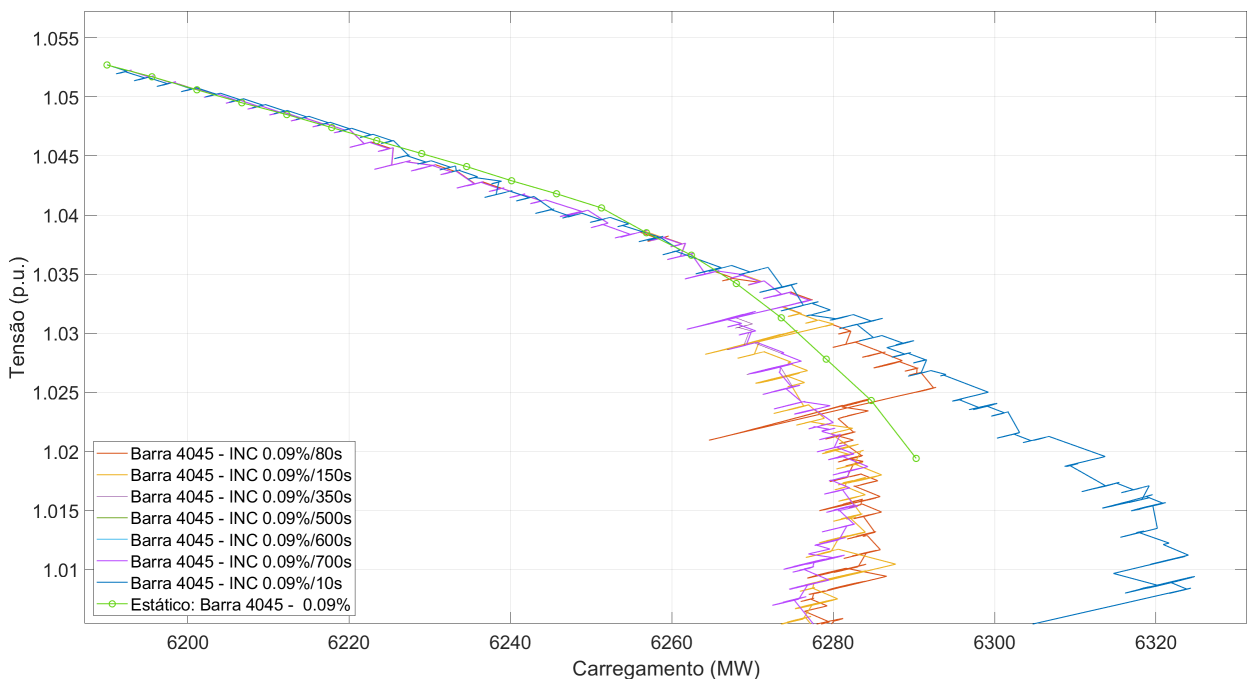
tempo entre incrementos diminuem, os valores de incremento total de carga até o colapso aumentam. Ou seja, nos casos de intervalos curtos de incrementos de carga, o sistema alcança maiores valores de máximos carregamentos ao mesmo tempo em que suporta maiores magnitudes de incrementos de carga totais.

Figura 28 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 0.09%/3s a 0.09%/1000s



Fonte: Autora

Figura 29 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 0.09%/10s a 0.09%/700s



Fonte: Autora

Na seção 5.8, será visto que os momentos a partir dos quais as curvas PV começam a se afastar umas das outras nas Figuras 29 e 28 estão associados com a ativação dos limitadores de corrente de campo ou valores de Q_{max} (injeção de potência reativa máxima), para o caso estático. Na sequência, na próxima subseção, será analisado o comportamento do sistema ao realizar variações nas amplitudes dos incrementos de carga. Para esse caso, serão considerados intervalos fixos entre os incrementos de carga.

5.6.2 Amplitudes de Incrementos de Carga

Nesta seção, são realizadas análises sobre o impacto das variações na amplitude dos incrementos de carga para um intervalo de tempo de constante 10 segundos. A Tabela 23 apresenta informações sobre a atuação dos limitadores em resposta a essas variações nos incrementos. Na mesma tabela, é possível ver que, à medida que a amplitude dos incrementos de carga diminui, o número de limitadores ativados com ciclos atuando nos mesmos períodos de tempo diminui, assim como os respectivos pontos de máximo carregamento desses casos também diminuem. Além desse fenômeno, é possível observar que à medida que o valor das amplitudes diminui, o tempo de colapso do sistema aumenta, embora os seus correspondentes valores de carregamento no colapso diminuam.

Tabela 23 – Variações nas Amplitudes dos Incremento de Carga

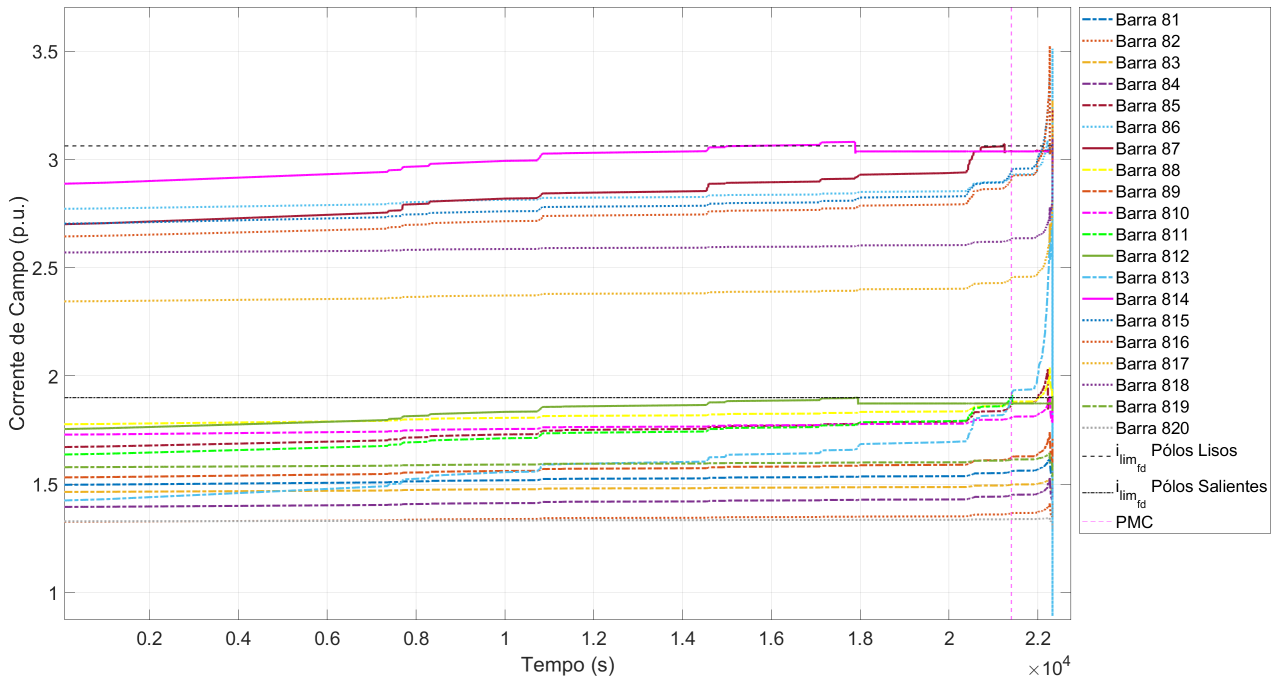
Intervalo (s)	Nº OELs Ativados em Simultâneo	Máximo Carregamento (MW)	Tempo de Colapso (s)	Incremento/Intervalo (%)	Incremento Total (%)
10	0	6286	38332	0,0005	1,917
10	0	6286	21402	0,0009	1,926
10	2	6287	4140	0,005	2,070
10	2	6288	2321	0,009	2,089
10	3	6302	1266	0,018	2,279
10	2	6314	540	0,05	2,700
10	2	6324,5	352	0,09	3,175
10	5	6346	140	0,3	4,2
10	5	6355	100	0,5	5,000
10	7	6394	82	0,9	7,402
10	9	6428	83	1,8	11,237

Fonte: Autora

De igual forma, a partir da Tabela 23, é possível ver que, à medida que as amplitudes de incremento de carga aumentam, os incrementos totais de carga até o ponto de colapso também aumentam. Note que o caso estudado nas seções anteriores é o de 0,09%/10s. As Figuras 30 a 34 apresentam as dinâmicas das correntes de campo dos 20 geradores existentes no sistema Nordic, considerando incrementos baixos de carga, de 0,0009%/10s. Nestas figuras, é possível verificar a atuação dos limitadores de sobreexcitação para os

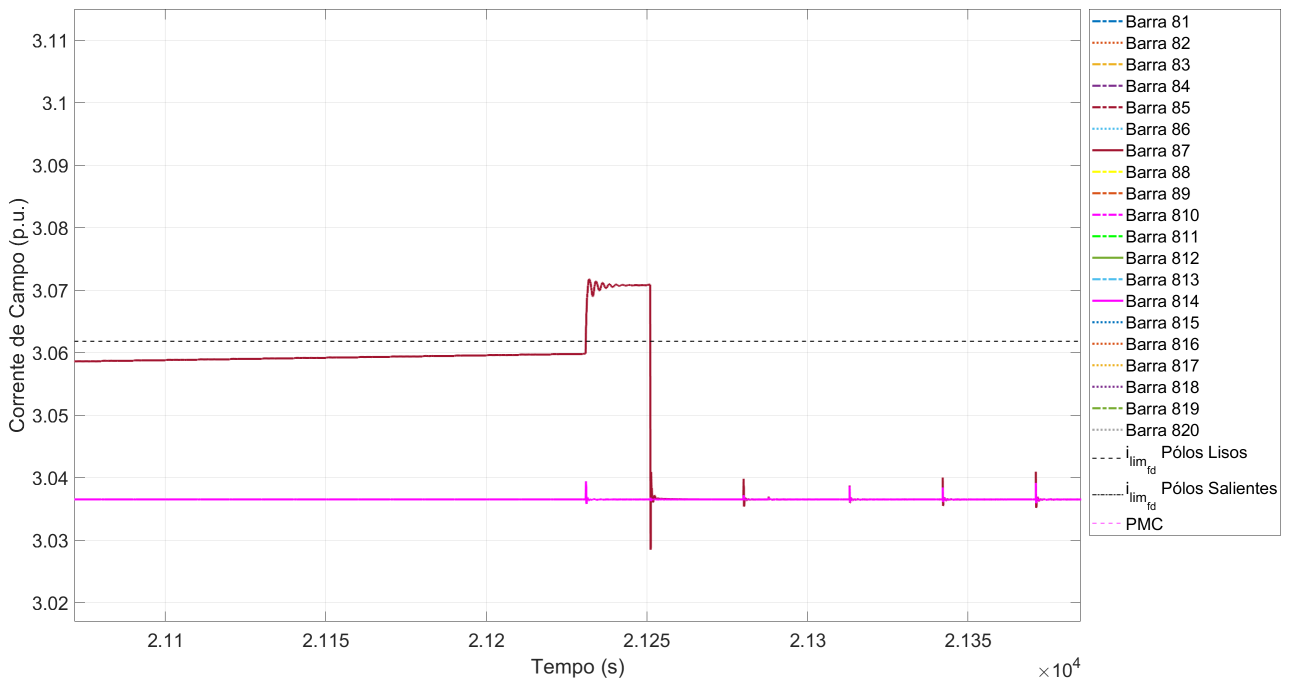
casos de geradores de pólos lisos e salientes. As Figuras 31 a 34, são aproximações da Figura 30, para os OELs correspondentes aos geradores das barras 87, 811, 812 e 814. Os OELs destes quatro geradores foram ativados antes do colapso, considerando este caso de incrementos de carga de 0,0009%/10s.

Figura 30 – OELs de todos os Geradores - Incrementos de 0.0009%/10s



Fonte: Autora

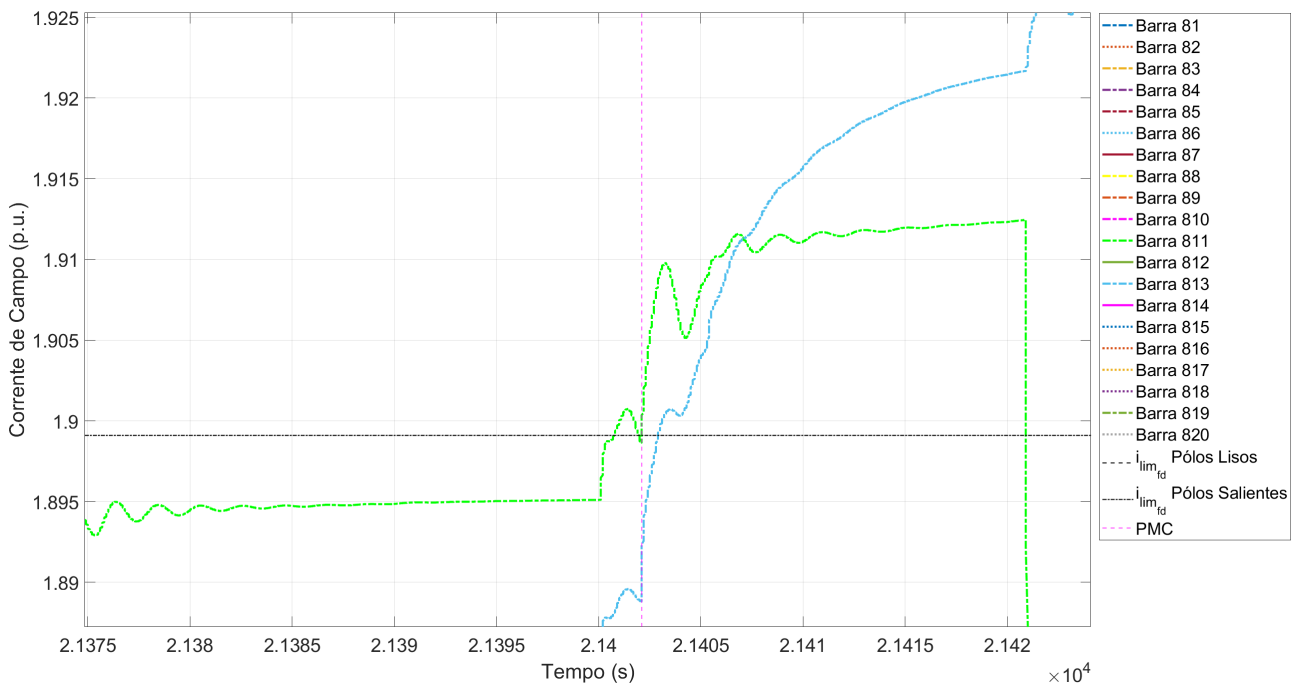
Figura 31 – Zoom: OEL do Gerador da Barra 87 - Inc: 0.0009%/10s



Fonte: Autora

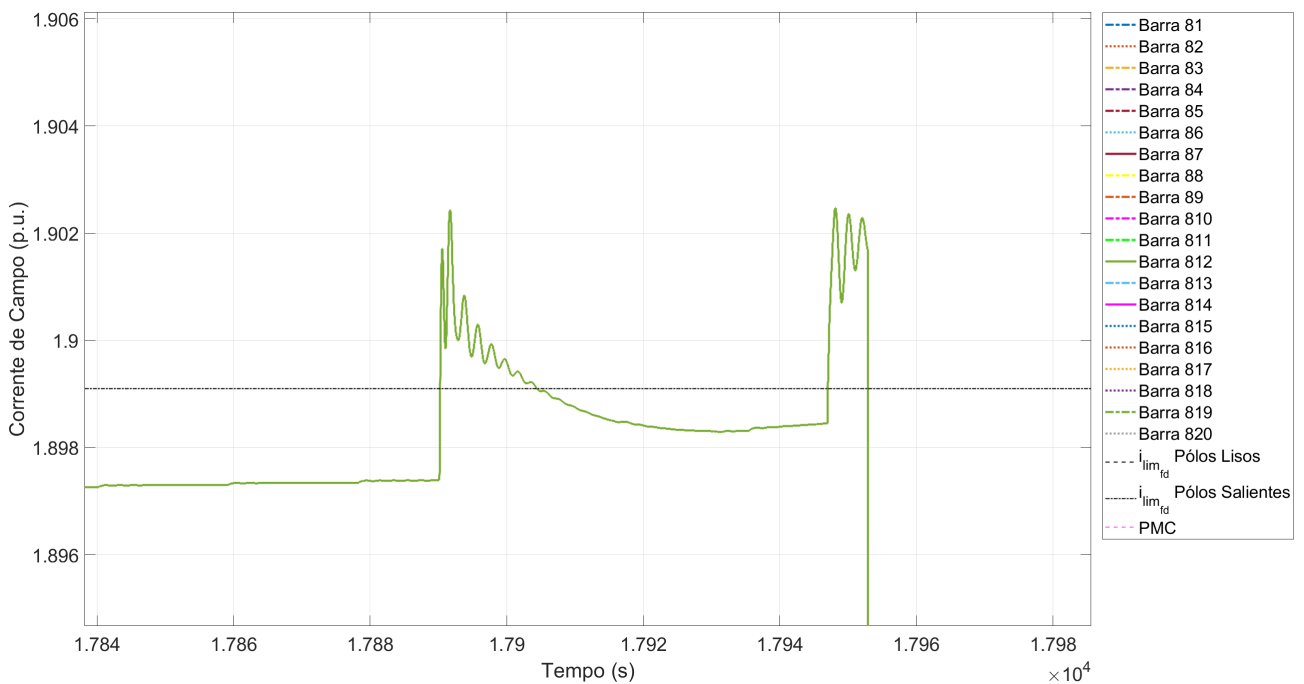
Observe que os ciclos de limitação de sobrecorrente dos geradores das barras 87, 811 e 814 são finalizados antes do colapso de tensão. No entanto, o gerador da barra 811 tem seu temporizador de OEL ativado antes do colapso, e sua corrente de campo é limitada após alguns segundos do sistema colapsar.

Figura 32 – Zoom: OEL do Gerador da Barra 811 - Inc: 0.0009%/10s



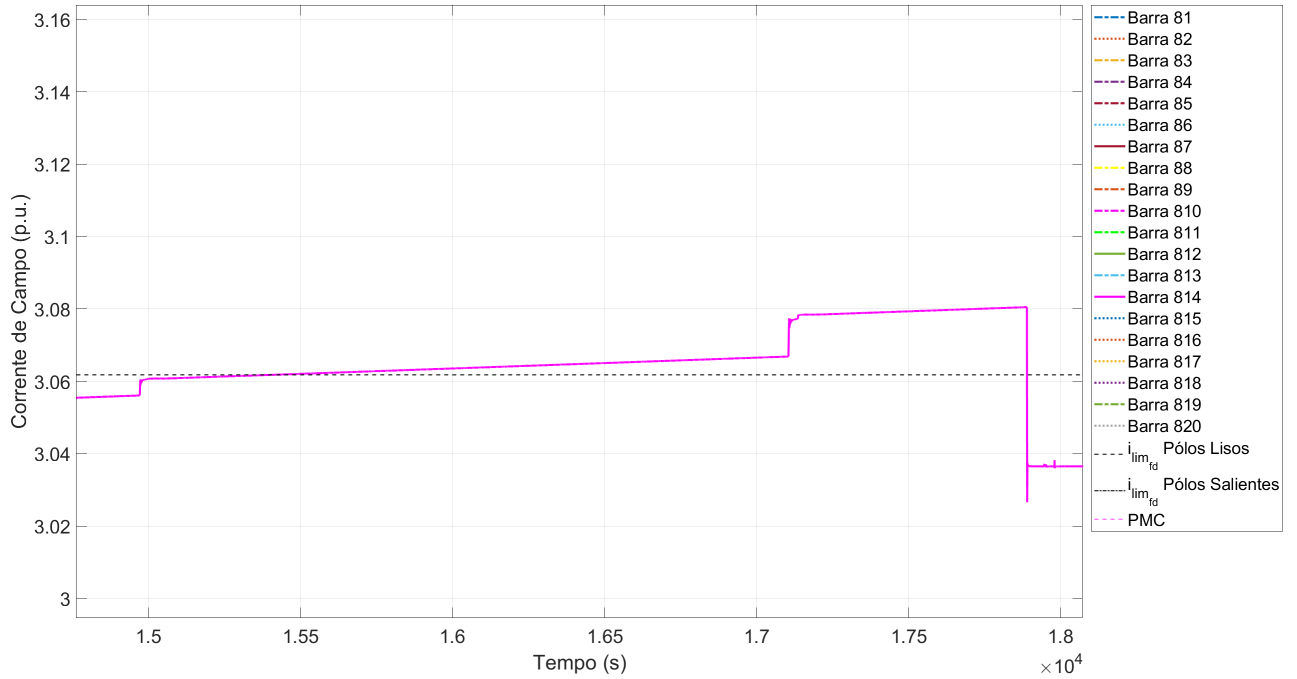
Fonte: Autora

Figura 33 – Zoom: OEL do Gerador da Barra 812 - Inc: 0.0009%/10s



Fonte: Autora

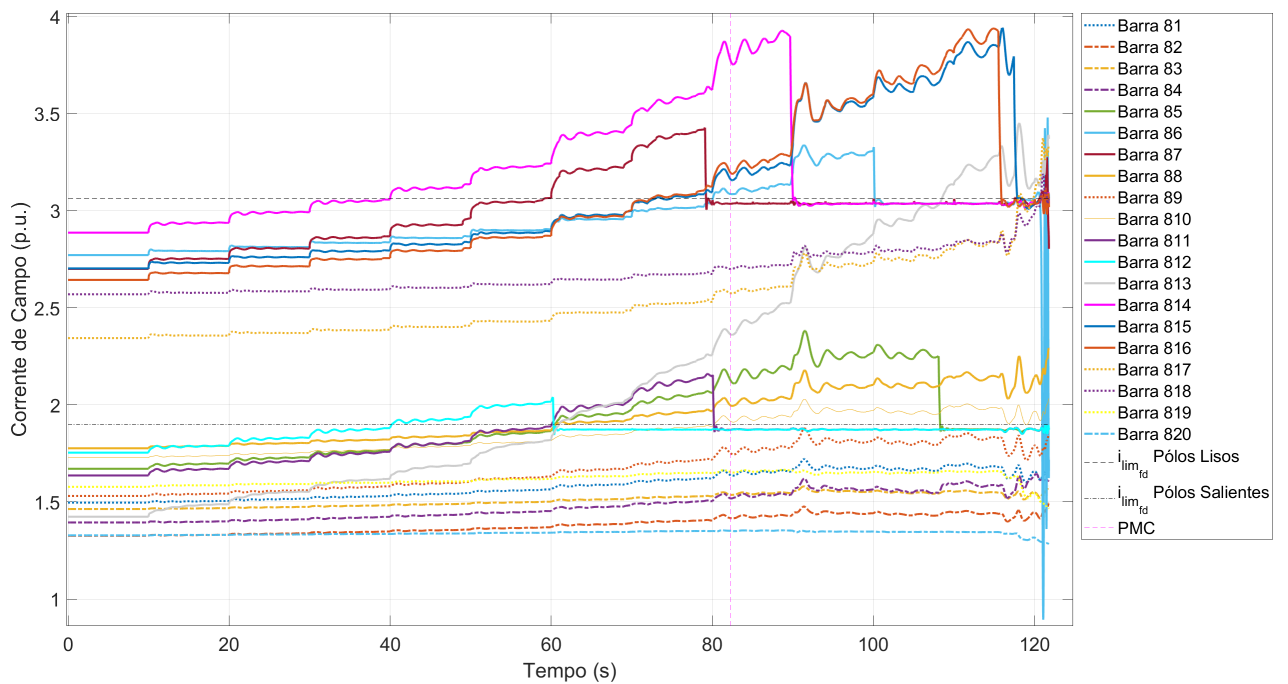
Figura 34 – Zoom: OEL do Gerador da Barra 814 - Inc: 0.0009%/10s



Fonte: Autora

Na sequência, a Figura 35 apresenta as correntes dos geradores considerando incrementos de carga relativamente altos de 0,9%/10s. Nesta figura, observa-se que o número de OELs ativados antes do colapso é muito maior do que no caso da Figura 30.

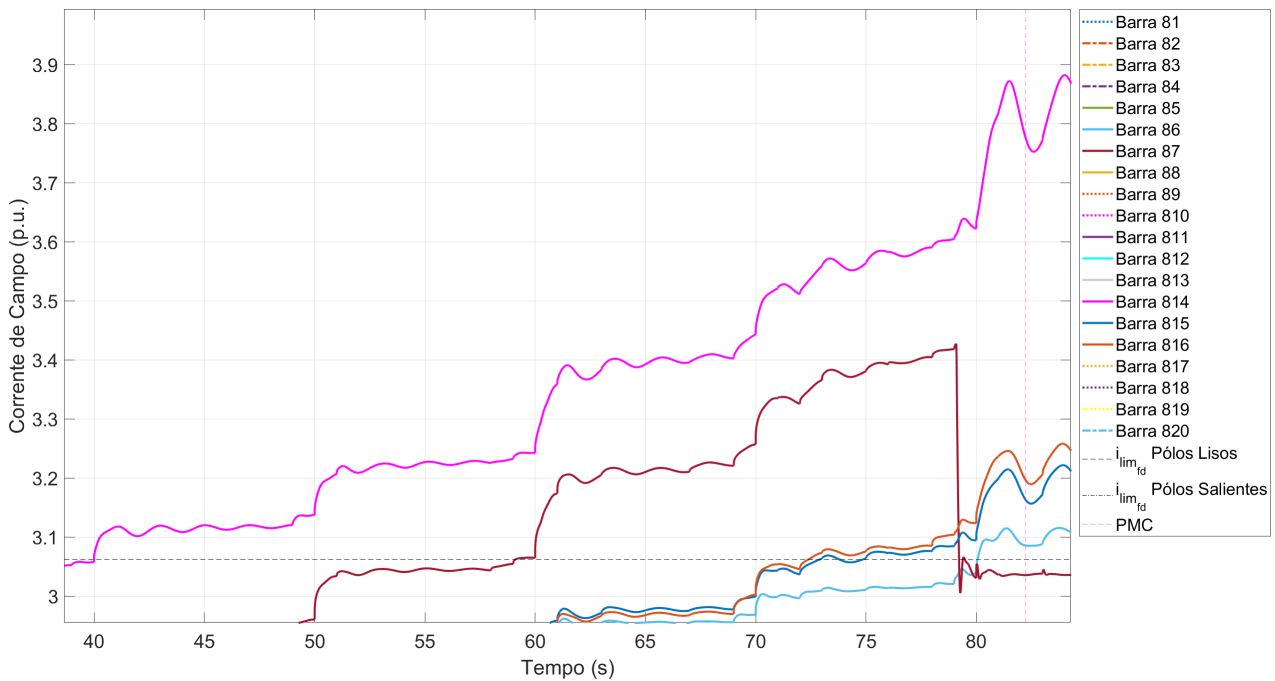
Figura 35 – OELs de todos os Geradores - Incrementos de 0.9%/10s



Fonte: Autora

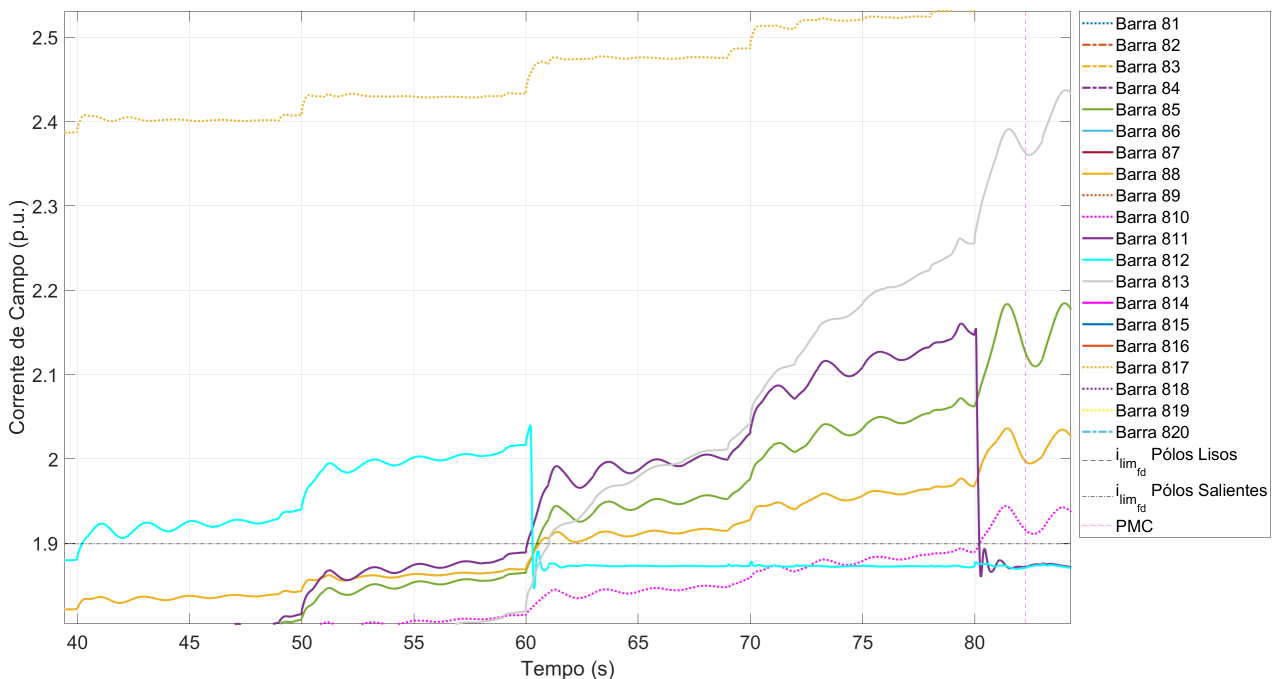
As Figuras 36 e 37, abaixo, são aproximações da Figura 35 em torno das de correntes de campo dos geradores de pólos lisos e pólos salientes, respectivamente. Das Figuras 36, 37 e da Tabela 24, é possível observar que aproximadamente aos 75 segundos, sete OELs encontram-se ativados conjuntamente num mesmo intervalo de tempo.

Figura 36 – Zoom: OELS dos Geradores de Pólos Lisos - Inc: 0.9%/10s



Fonte: Autora

Figura 37 – Zoom: OELS dos Geradores de Pólos Salientes - Inc: 0.9%/10s



Fonte: Autora

A Tabela 24 apresenta os respectivos ciclos dos OELs ativados para incrementos de 0,0009%/10s e 0,9%/10s, antes do tempo de colapso. Nesta tabela é possível ver que, para o caso de incrementos de carga de baixa amplitude, como ser 0,0009%/10s, os ciclos dos OELs não apresentam períodos de tempo em comum. Isto é, os OELs são ativados e desativados em períodos de tempo diferentes uns dos outros. Já no caso de amplitudes de incremento de carga maiores, por exemplo 0,9%/10s, 7 dos 10 OELs ativados apresentaram períodos de tempo em comum durante seu ciclo de atuação. Também é possível observar que, durante as simulações com incrementos de 0,0009%/10s, o OEL do gerador 12 é ativado em dois intervalos de tempo, de 14,1s e 5,9s de comprimento cada um, totalizando 20s de ciclo entre os dois intervalos.

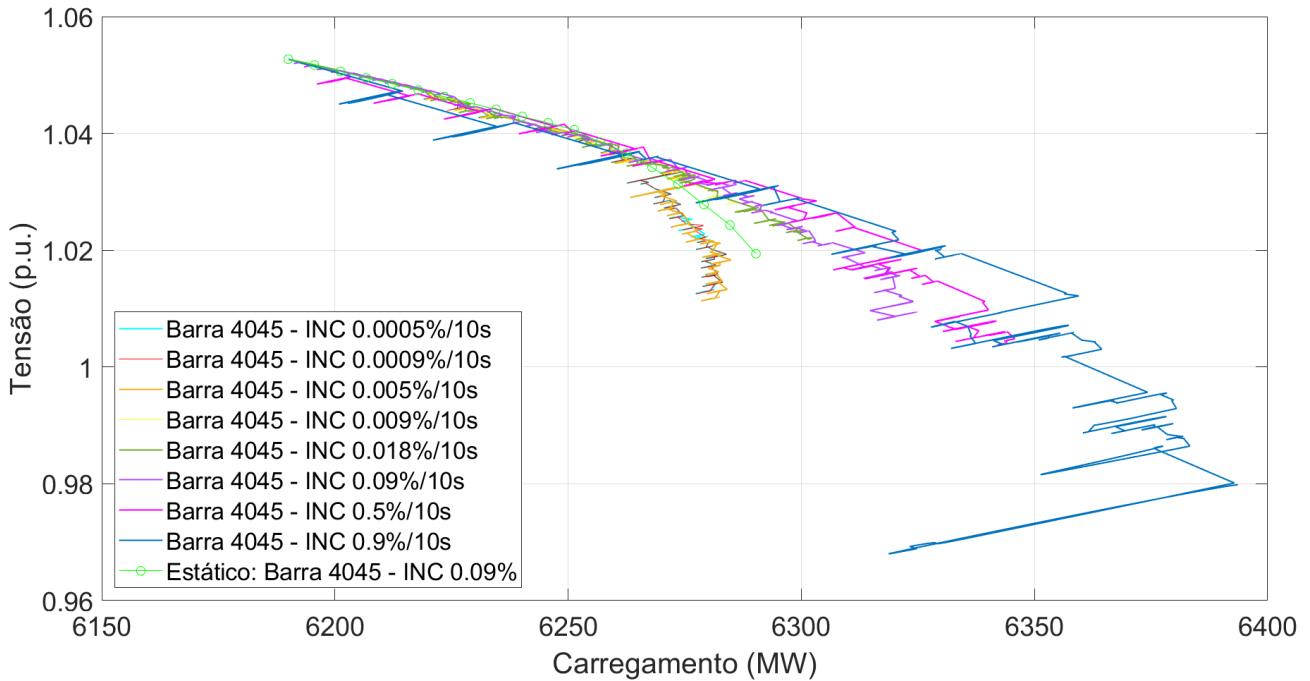
Tabela 24 – Ciclos OELs Ativados - Incrementos de 0.09%/10s e 0.09%/1000s

Incrementos 0,9/10s	Tempo Ativação (s)	Tempo Limitação Antes Colapso (s)	Período Ciclo Antes Colapso (s)	Simultâneos
Gerador 14	40	-	-	Sim
Gerador 12	40	60	20	-
Gerador 7	59	79	20	Sim
Gerador 11	60	80	20	Sim
Gerador 5	60	-	-	Sim
Gerador 8	60	-	-	Sim
Gerador 16	72	-	-	Sim
Gerador 15	73	-	-	Sim
Gerador 6	80	-	-	-
Gerador 5	80	-	-	-
Incrementos 0,0009/1000s	Tempo Ativação (s)	Tempo Limitação Antes Colapso (s)	Período Ciclo (s)	Simultâneos
Gerador 14	15405,3	17890,1	2484,8	-
Gerador 12	17890,2	17904,3	14,1	-
Gerador 12	17947	17952,9	5,9	-
Gerador 7	21231	21251	20	-

Fonte: Autora

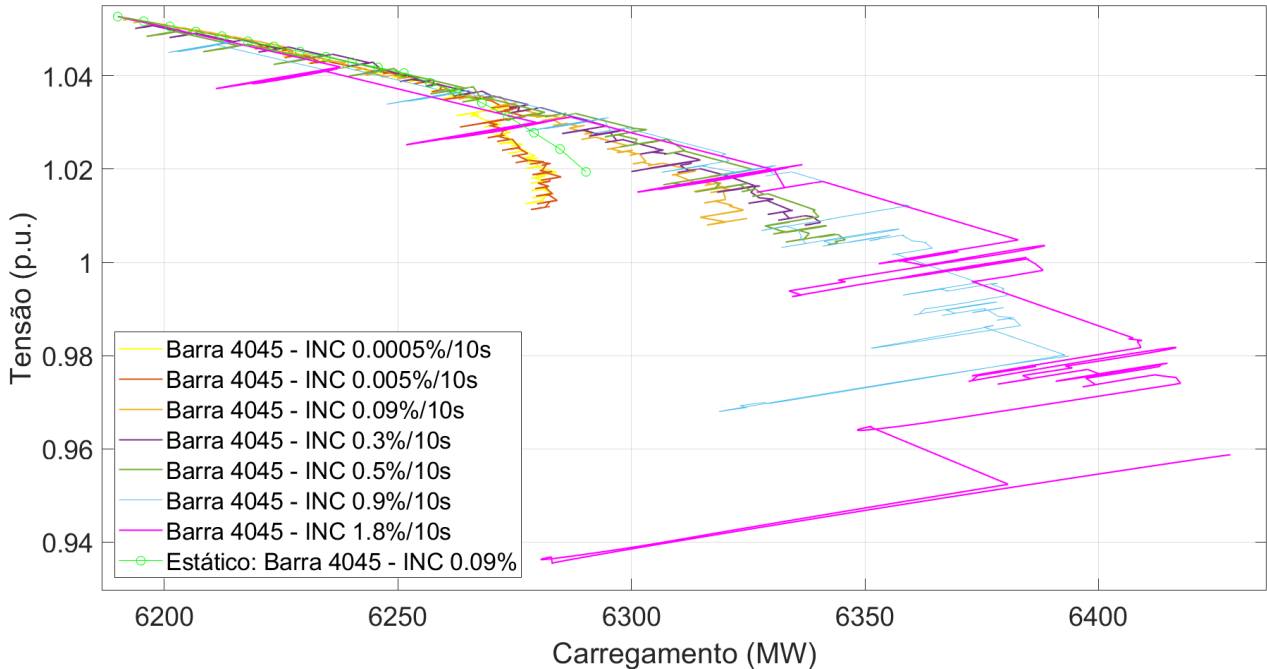
As Figuras 38 e 39, abaixo, apresentam as curvas PV dinâmicas para várias amplitudes de incrementos de carga. Na Figura 38, a maioria dos valores de amplitudes de incrementos são correspondentes a valores baixos, enquanto que na Figura 39, a maioria dos valores de amplitudes de incrementos correspondem a valores bem maiores aos da Figura 38. Ambas figuras contêm o incremento de 0,09%/10s utilizado nas seções anteriores do presente capítulo. Estas figuras também contêm a curva PV estática, com incrementos da ordem de 0,09% com respeito à carga inicial. A partir destas figuras, é possível ver que as curvas PV dinâmicas se aproximam do caso estático à medida que a sua amplitude de incremento diminui, inclusive há casos em que estas curvas apresentam um ponto de máximo carregamento menor ao do caso estático. Estes casos são aqueles de amplitudes de incremento de carga de 0,0005%/10s, 0,0009%/10s e 0,005%/10s.

Figura 38 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 0.0005%/10s a 0.9%/10s



Fonte: Autora

Figura 39 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 1.8%/10s a 0.0005%/10s

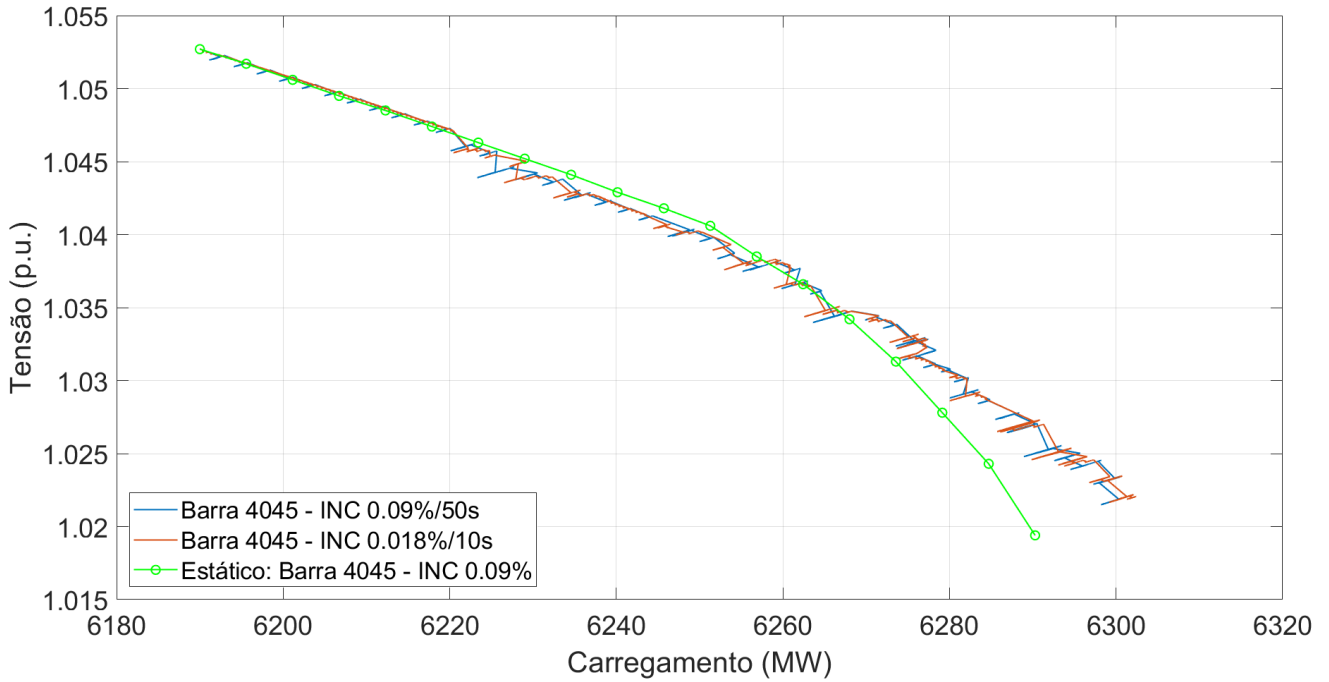


Fonte: Autora

Complementarmente, com o objetivo de ilustrar o funcionamento de alguns elementos temporizados do sistema Nordic, foram realizados testes adicionais considerando casos com uma mesma taxa de variação média, porém com incrementos ocorridos em intervalos de tempo diferentes. Por exemplo, foram considerados incrementos de 0,09%/50s

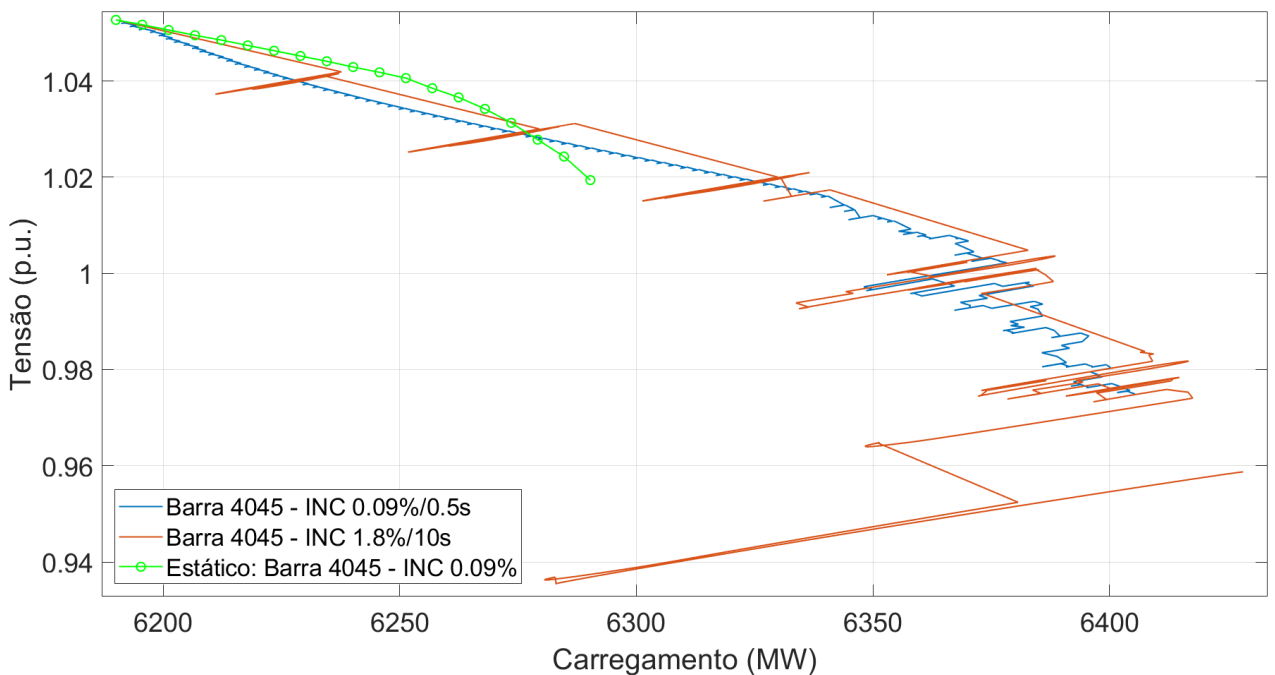
e 0,018%/10s, sendo que ambos possuem uma taxa média de variação de 0,0018% por segundo. Ambos os casos apresentaram pontos de colapso similares (ver Figura 40), entretanto foi possível constatar que existem diferenças na dinâmica de ambos os casos, produzindo comportamentos diferentes no sistema devido à atuação dos elementos temporizados.

Figura 40 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 0.09%/50s e 0.018%/10s



Fonte: Autora

Figura 41 – Curvas PV Barra 4045 - Incrementos de 0.09%/0.5s e 1.8%/10s



Fonte: Autora

No mesmo sentido, foram testados os casos de incrementos de 0,09%/0,5s e 1,8%/10s, cuja taxa de variação média é de 0,18% por segundo. A Figura 41 mostra que ambos os casos produziram pontos de colapso bastante similares, porém com dinâmicas bastante diferentes uma da outra, devido à resposta dos elementos temporizados do sistema. É possível também observar que, aproximadamente durante os primeiros 30 MW iniciais de incremento de carga, nos casos apresentados na Figura 41, as curvas PV dinâmicas e estáticas diferiram um pouco mais do que nos casos apresentados na Figura 40. Na seção a seguir, são apresentadas as comparações de desempenho do procedimento proposto com relação a diferentes métodos existentes na literatura.

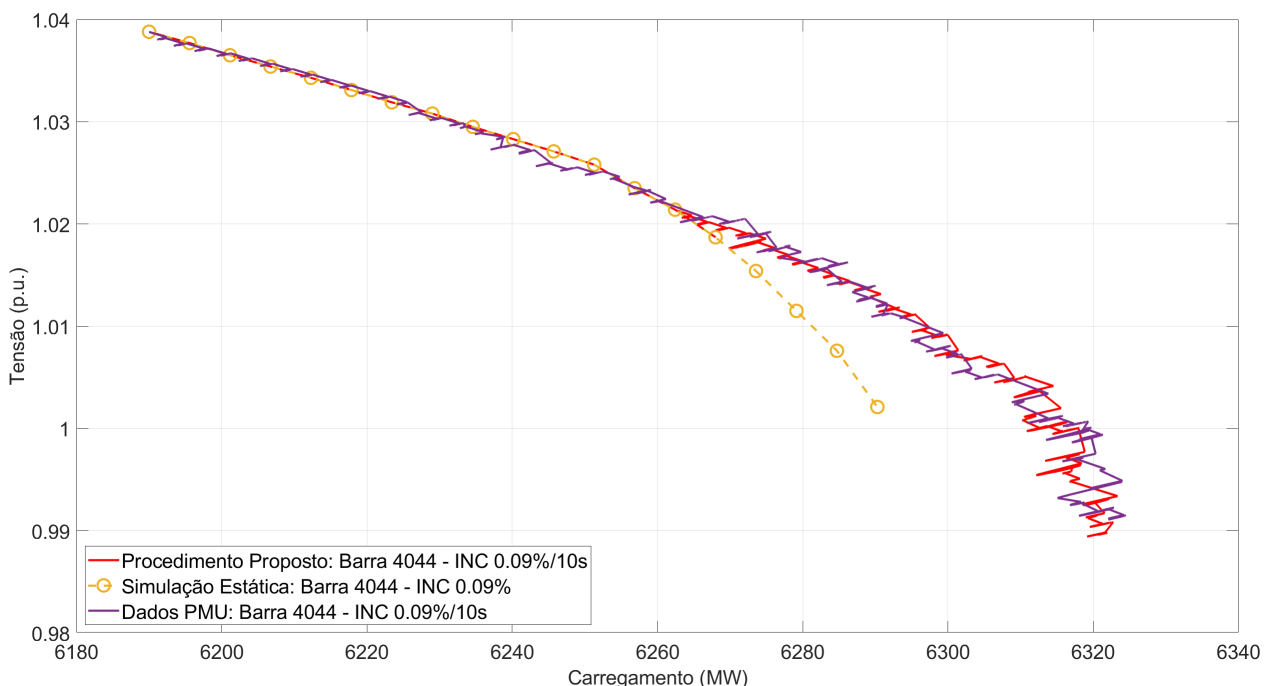
5.7 Comparações de Desempenho

As comparações de desempenho buscam comparar o procedimento proposto com outras técnicas já estabelecidas na literatura e também com outras técnicas mais recentes, como os índices de estabilidade de tensão baseados em PMUs, conforme Tabela 2. As comparações de desempenho são realizadas para incrementos de 0.09%/10s e 0.5%/10s.

5.7.1 Incrementos de 0.09%/10s

A Figura 42 apresenta o procedimento proposto, juntamente com as curvas PV estática e dinâmica. Nesta figura, é possível verificar a precisão do procedimento proposto quando comparado ao método estático, em termos de nível de tensão e carregamento.

Figura 42 – Comparações de Desempenho: Curvas PV - Barra 4044 - Inc: 0.09%/10s



Fonte: Autora

Com o procedimento proposto, aproveita-se o baixo esforço computacional e baixo tempo de simulação do método estático, para alcançar um PMC mais realístico. A Tabela 25, abaixo, apresenta mais detalhes de desempenho para este caso de taxa de incremento.

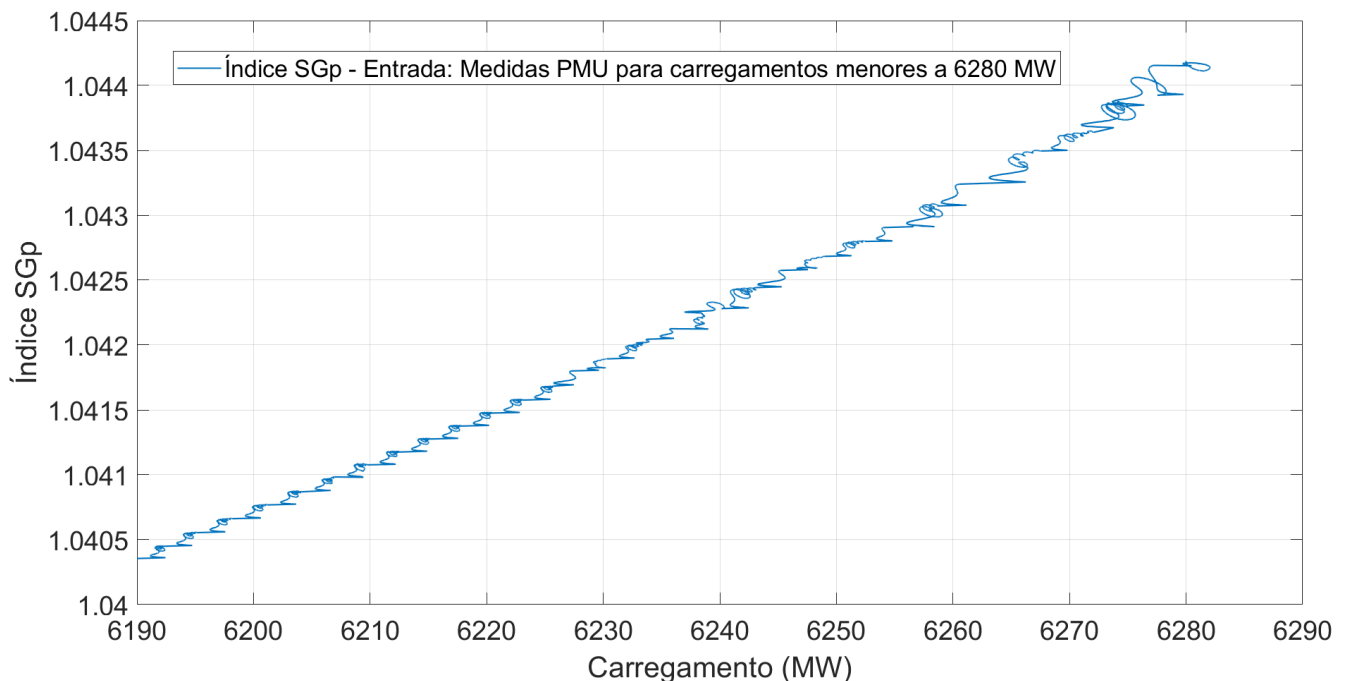
Tabela 25 – Curvas PV Estática, Dinâmica e Procedimento Proposto - Inc: 0.09%/10s

	Curva PV Estáticas	Curvas PV Dinâmicas	Procedimento Proposto
Tempo de Simulação (s)	2,22	39,25	25,22
Ponto de Máximo Carregamento - PMC (MW)	6290	6324,5	6325
Média dos Módulos das Tensões nas Barras de Transmissão no Colapso - \bar{V}_T (p,u,)	1,01889	1,01096	1,01036
Erro Absoluto do PMC com respeito à Simulação Dinâmica (MW)	34,5	0	0,5
Erro Absoluto das \bar{V}_T com respeito à Simulação Dinâmica (p,u,)	0,007926	0	0,000604
Tempo para Colapso de Tensão (s)	-	352	240
Tempo para Instabilidade Angular (s)	-	476	345

Fonte: Autora

Na sequência, são apresentados resultados da aplicação dos índices *Network Sensitivity Approach* (SG) no sistema Nordic. Para a obtenção dos índices, foram considerados como dados de entrada, os dados PMU utilizados anteriormente na Subseção 5.3.

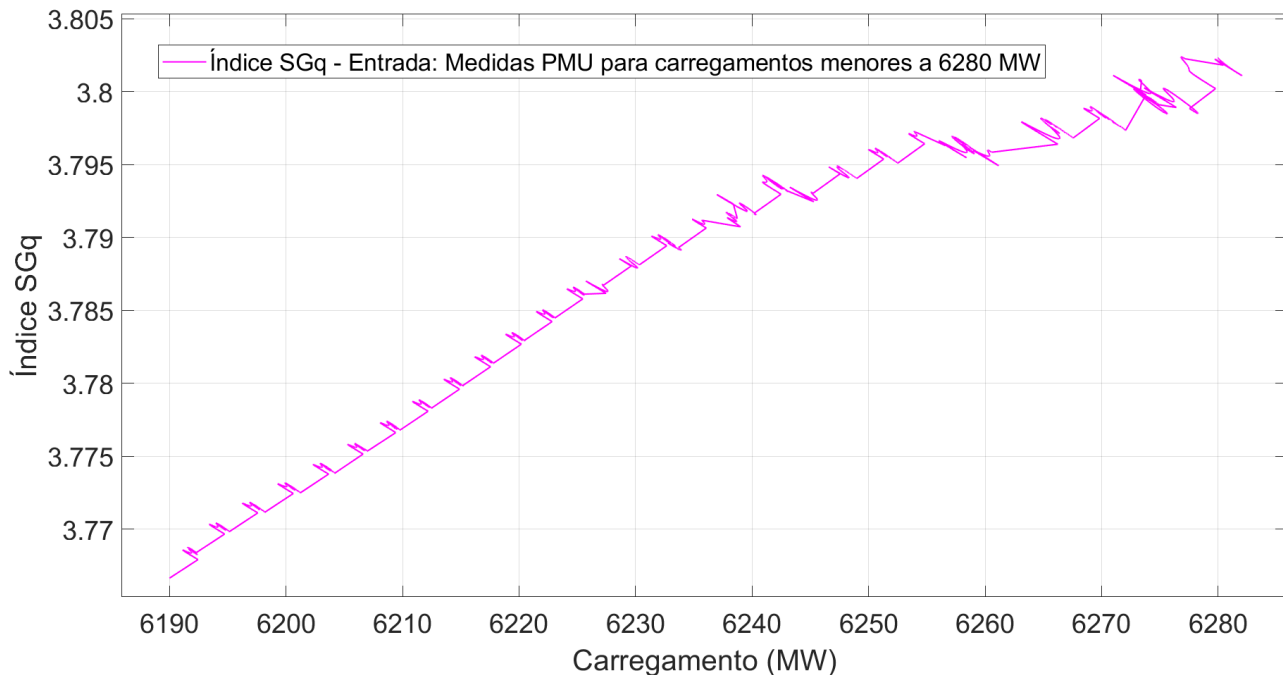
Figura 43 – Índice SGp no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes para Carregamentos até 6280 MW - Inc: 0.09%/10s



Fonte: Autora

As Figuras 43 e 44, apresentam os índices SGp e SGq respectivamente. Ambos índices atuam de forma a retratar a sensibilidade do sistema a variações na geração de potência ativa com respeito às cargas ativa e reativa. Para a obtenção destes índices foram consideradas, como dados de entrada, medidas tensão e corrente das barras do sistema para valores de carga menores a 6280 MW. Isto devido a que foi assumido que, na base de dados dos medidores PMU, não há registros de valores de tensão e corrente nas barras para carregamento muito altos, neste caso, carregamentos maiores a 6280 MW. Nas Figuras 43 e 44, é possível ver como os valores dos índices aumentam/diminuem à medida que os valores do carregamento aumentam, retratando a melhoria ou não dos níveis de tensão das barras do sistema. É também possível ver que os índices alertam sobre a tensão para carregamentos próximos ou menores a 6280 MW.

Figura 44 – Índice SGq no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes para Carregamentos até 6280 MW - Inc: 0.09%/10s

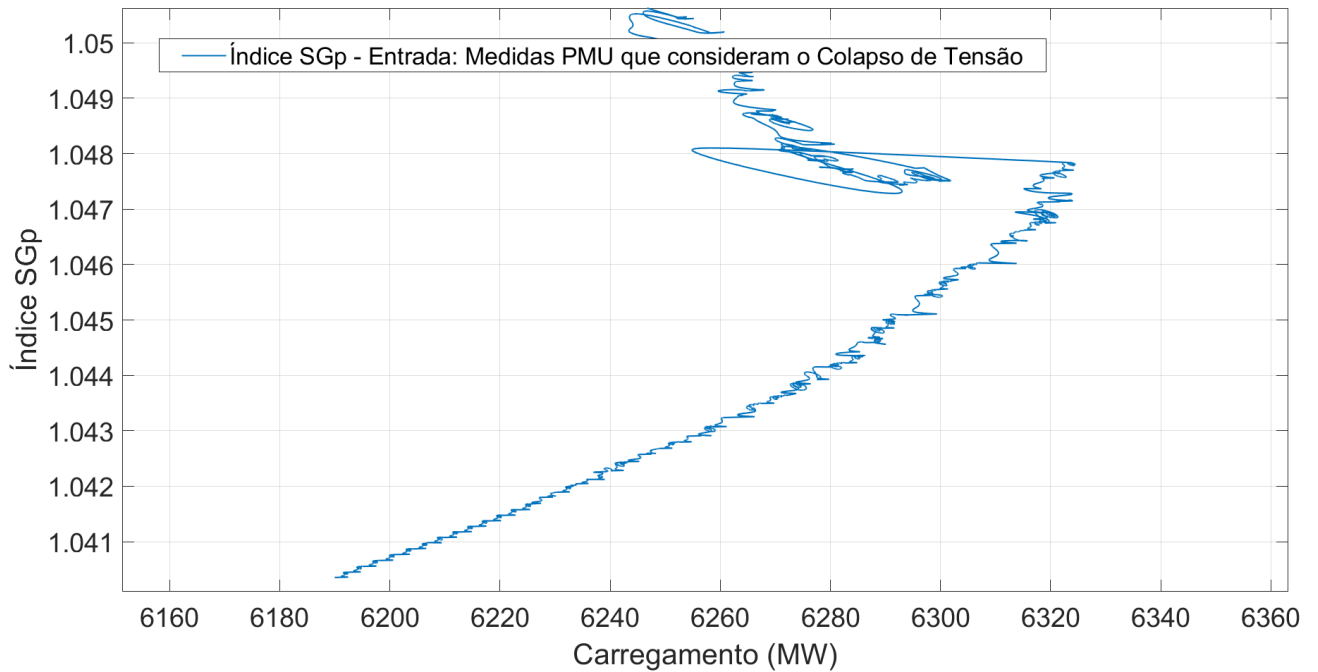


Fonte: Autora

As Figuras 45 e 46, apresentam o índice SGp considerando um caso bem menos realístico. Estas figuras consideram como dados de entrada, as medidas PMU que já contêm dados do colapso de tensão, isto é dados de PMUs para carregamentos menores a 6325 MW, pois como foi visto na Subseção 5.3, para caso de incrementos de carga de 0.09%/10s, o sistema colapsa ao alcançar um carregamento de 6324.5 MW. Assim, os dados de entrada PMU fornecidos para a obtenção do índice, assumem que a base de dados de medidas PMU possui valores de tensão e corrente durante e após o colapso de tensão. O que é muito improvável em sistemas reais, desde que não todos os sistemas experimentam uma situação de colapso. Dessa forma, desde que os VSI são obtidos a partir de dados estáticos

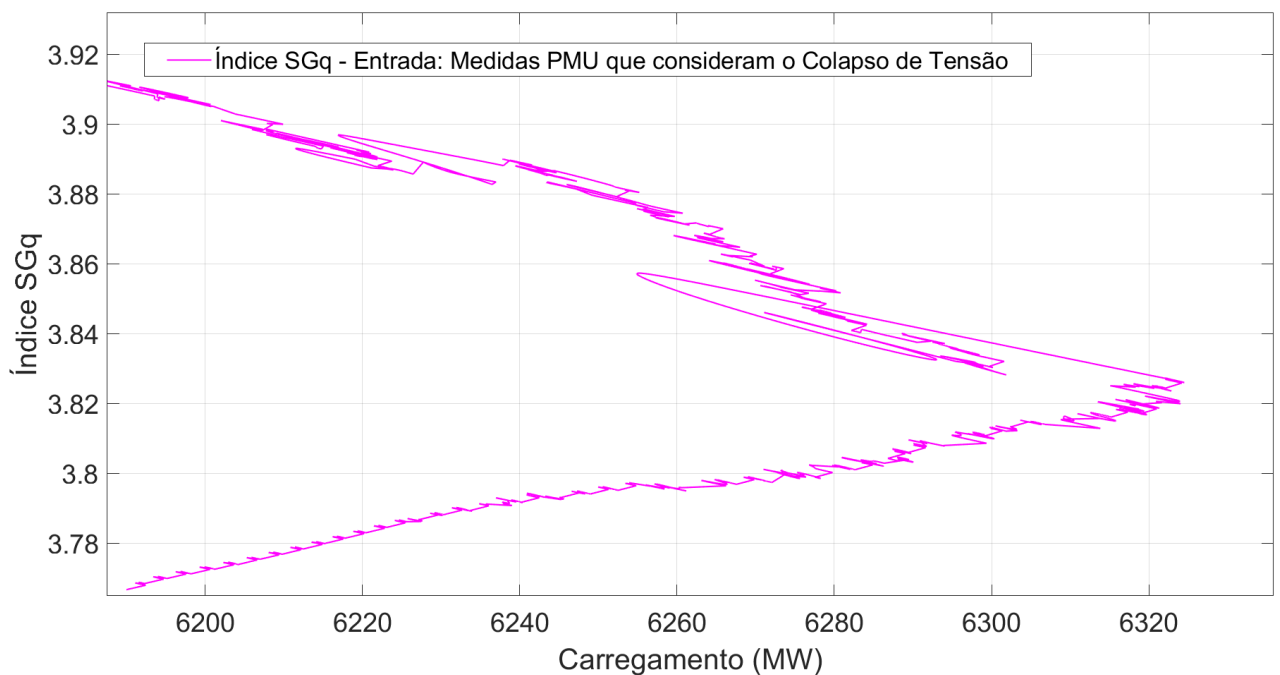
ou a partir de medidas PMU, estes índices têm dificuldade para fazer previsões sobre o colapso do sistema (Salama,2022).

Figura 45 – Índice SGp no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes pré e pós Colapso de Tensão - Inc: 0.09%/10s



Fonte: Autora

Figura 46 – Índice SGq no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes pré e pós Colapso de Tensão - Inc: 0.09%/10s



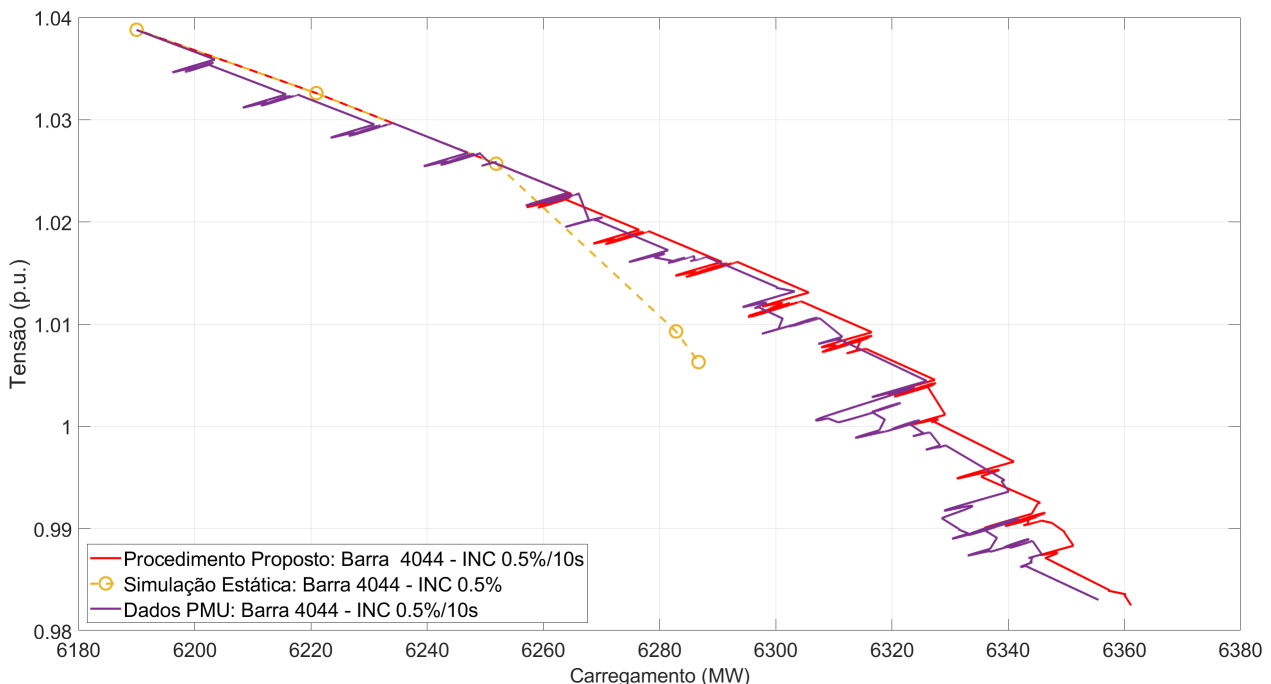
Fonte: Autora

Dessa forma, é necessário observar, que o índice SG, como a maioria dos índices de estabilidade de tensão (VSI) encontrados na literatura, podem ser utilizados como um indicador para alertar os operadores sobre os níveis de tensão e evitar um possível colapso do sistema, como também as barras mais fracas com respeito a estabilidade de tensão (Chappa,2020). De forma geral os VSI têm dificuldade em fazer previsões sobre as características do ponto de colapso, devido a não incluírem na sua formulação o comportamento dinâmico do sistema. Assim, caso não houverem registros de dados correspondentes a colapsos de tensão anteriores no sistema, informações sobre carregamentos máximos do sistema e/ou tensões de colapso tornam-se difíceis de prever. Na próxima subseção são realizadas comparações de desempenho do procedimento proposto, considerando incrementos de carga a uma taxa de 0.5% do valor inicial a cada 10s.

5.7.2 Incrementos de 0.5%/10s

A Figura 47, apresenta os resultados de simulação para incrementos de 0.5%/5s. Na figura, são apresentados os casos estático, dinâmico, e o procedimento proposto. Para esta taxa de incremento, é possível ver que, de forma similar àquela de incrementos de 0.09%/10s, os resultados para máximos carregamentos e níveis de tensão são bastante similares para o caso dinâmico e o procedimento proposto. A Tabela 26, apresenta mais especificações de comparação entre os três casos simulados. Para estes incrementos, é possível constatar através da mesma tabela, que as diferenças entre os valores de máximo carregamento e níveis de tensão para os casos estático e dinâmico, é bastante acentuada.

Figura 47 – Comparações de Desempenho: Curvas PV - Barra 4044 - Inc: 0.5%/10s



Fonte: Autora

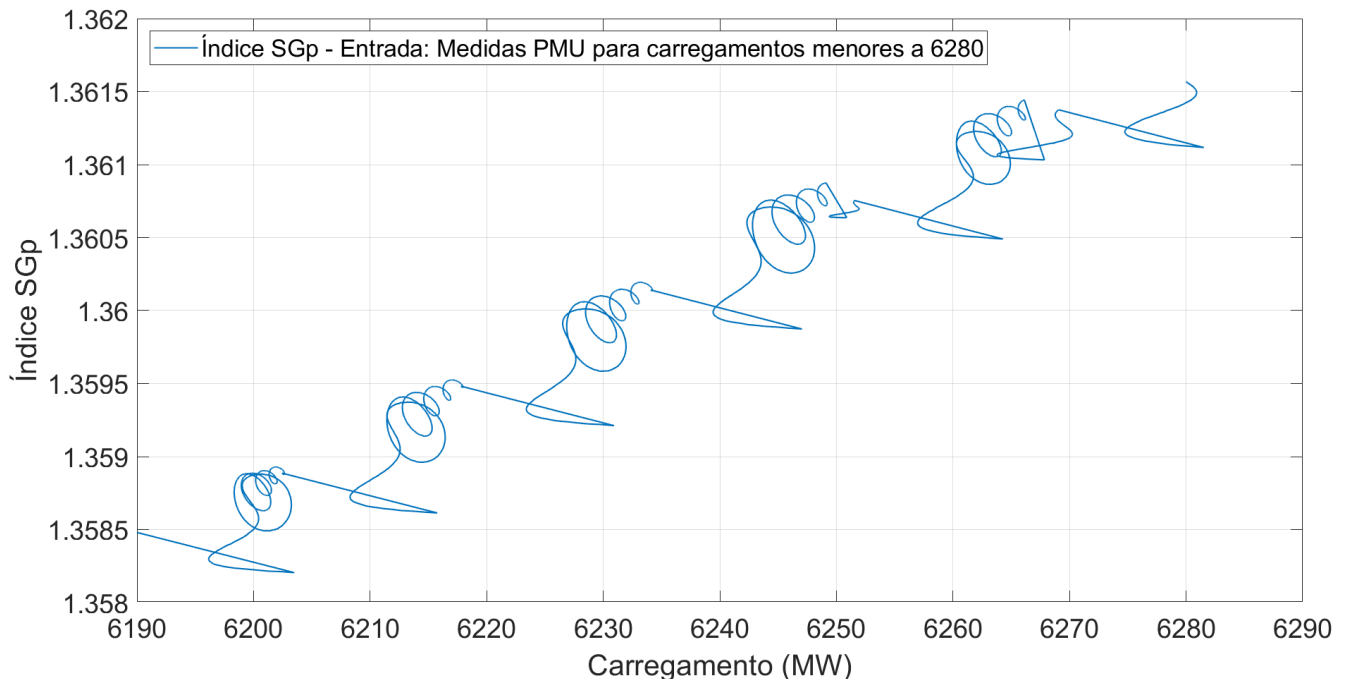
Tabela 26 – Curvas PV Estática, Dinâmica e Procedimento Proposto - Inc: 0.5%/10s

	Curva PV Estáticas	Curvas PV Dinâmicas	Procedimento Proposto
Tempo de Simulação (s)	1	16	12
Ponto de Máximo Carregamento - PMC (MW)	6286	6355	6361
Média dos Módulos das Tensões nas Barras de Transmissão no Colapso - \bar{V}_T (p.u.)	1,0221	1,0061	1,0057
Erro Absoluto do PMC com respeito à Simulação Dinâmica (MW)	69	0	6
Erro Absoluto das \bar{V}_T com respeito à Simulação Dinâmica (p.u.)	0,0160	0	0,0004
Tempo para Colapso de Tensão (s)	-	100	80
Tempo para Instabilidade Angular (s)	-	166	143

Fonte: Autora

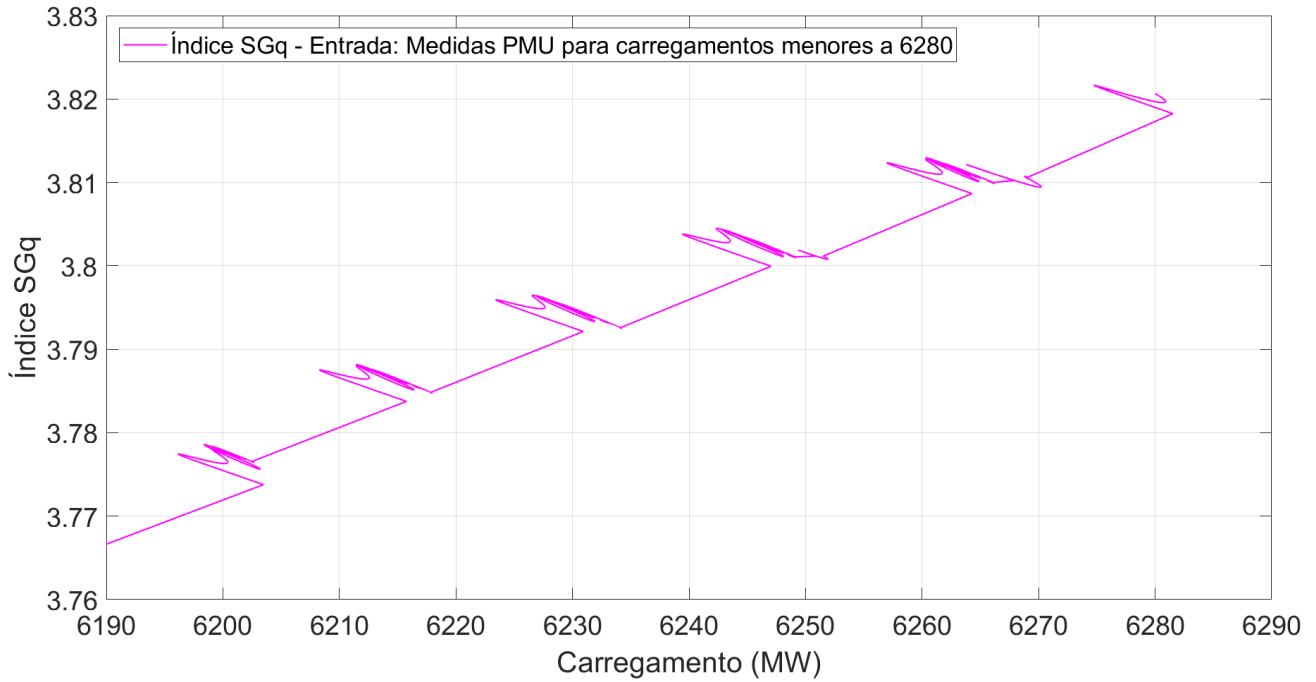
Na sequência, as Figuras 48 e 49 apresentam resultados da aplicação dos índices SGp e SGq no sistema Nordic para incrementos de carga na taxa de 0.5%/10s. Para este caso, novamente foram considerados como dados de entrada, medidas de tensões e correntes PMU nas barras considerando carregamentos do sistema menores ou iguais a 6280 MW. Nestas figuras, ambos os índices retrataram o decaimento dos níveis de tensão nas barras, porém não conseguem prever informações a respeito do colapso do sistema.

Figura 48 – Índice SGp no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes para Carregamentos até 6280 MW - Inc: 0.5%/10s



Fonte: Autora

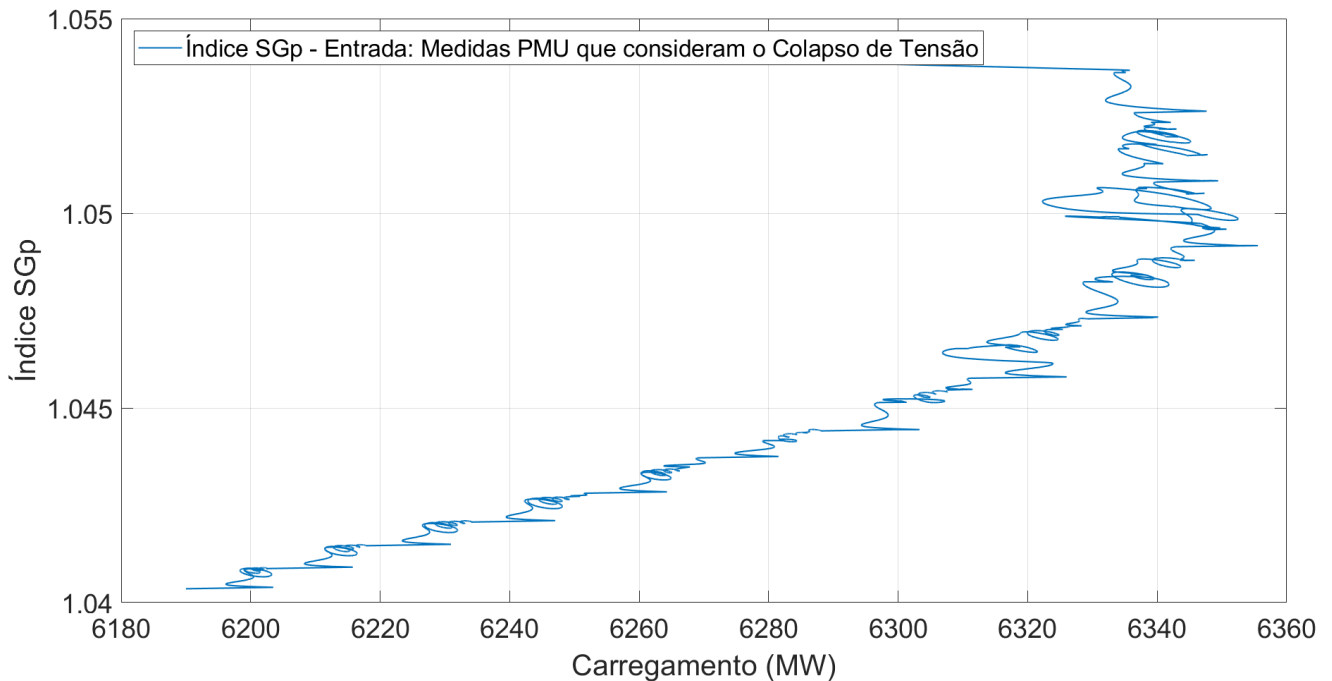
Figura 49 – Índice SGq no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes para Carregamentos até 6280 MW - Inc: 0.5%/10s



Fonte: Autora

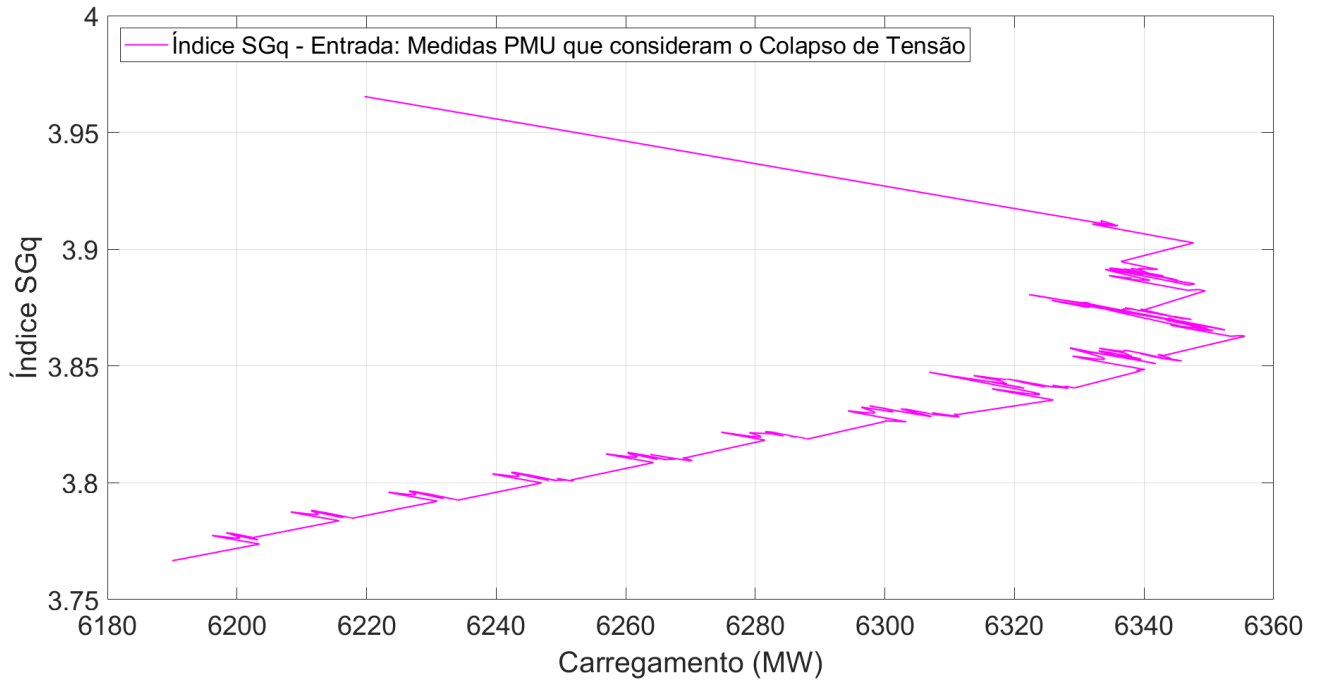
As Figuras 50 e 51, consideram o caso menos realístico, em que o sistema atravessa por um colapso de tensão. As medidas PMU fornecem ambos os índices SG nestas figuras.

Figura 50 – Índice SGp no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes pré e pós Colapso de Tensão - Inc: 0.5%/10s



Fonte: Autora

Figura 51 – Índice SGq no Sistema Nordic - PMUs: Tensões e Correntes pré e pós Colapso de Tensão - Inc: 0.5%/10s



Fonte: Autora

Analogamente ao caso anterior de incrementos de 0.09%/10s, a partir dos índices SGp e SGq, é possível verificar a sensibilidade do sistema a variações de geração de potência ativa com respeito ao consumo de potência ativa e reativa correspondentemente.

Como discutido anteriormente, caso os índices SG sejam utilizados de forma *offline*, para evitar um possível colapso de tensão, é muito pouco provável que um banco de dados de medidas PMU já considere as medidas de tensões e correntes durante o colapso de tensão do sistema. Por outro lado, caso os índices SG sejam utilizados de forma *online*, as informações fornecidas pelos índices durante o colapso de tensão não serviram de muito para tomar medidas corretivas nesse estado do sistema. A Tabela 27, apresenta as especificações de *hardware* utilizadas para a realização das simulações apresentadas.

Tabela 27 – Especificações de *Hardware* para a realização das Simulações

Ítem	Descrição
Processador	Intel(R) Core(TM) i7-7700K CPU @ 4.20GHz 4.20 GHz
Memória RAM	16 GB
Memória ROM - HDD	1 TB
Memória ROM - SSD	250 GB

Fonte: Autora

Nesta seção, foram apresentados estudos comparativos de desempenho do procedimento proposto com relação a técnicas consagradas na literatura e com relação a novas

técnicas que fazem parte do estado da arte dos estudos de estabilidade de tensão de curto prazo. Na próxima seção, são apresentadas algumas análises e discussões sobre os principais resultados encontrados neste capítulo.

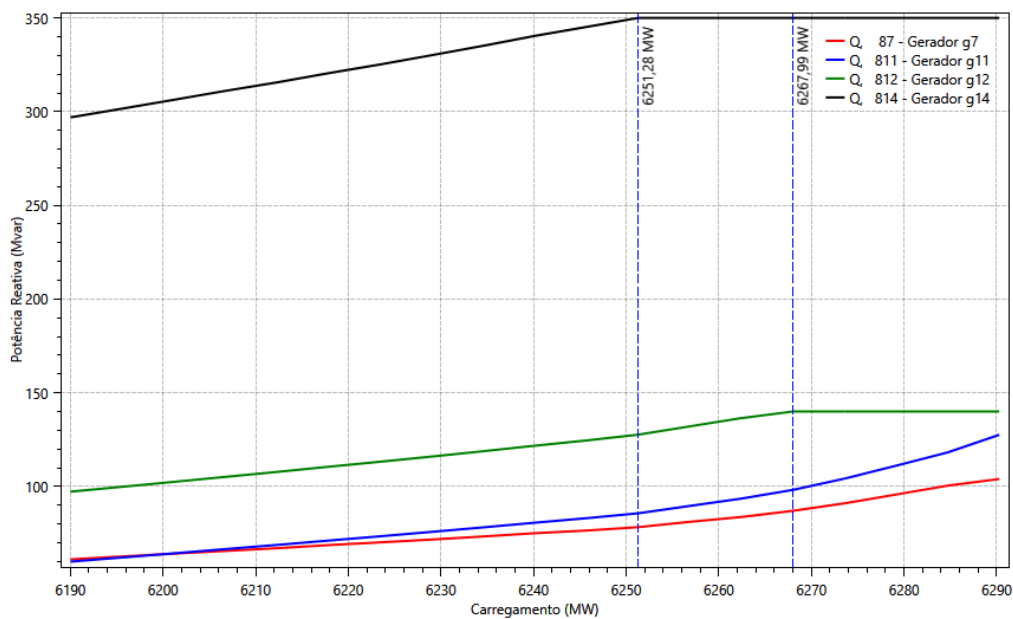
5.8 Discussões e Análises

Na presente seção, são apresentadas algumas discussões e análises complementares com relação aos resultados obtidos durante a aplicação do procedimento proposto ao sistema teste Nordic, o qual constitui um sistema teste *benchmark* para estudos de estabilidade de tensão. As discussões são descritas a seguir, ponto por ponto.

- Os dados extraídos via PMUs são de fundamental importância para o procedimento proposto. Ressalta-se que, como o escopo deste trabalho é a estabilidade de tensão de médio e longo prazo, o procedimento proposto prevê uma abordagem *online* da utilização das medidas de tensão. No entanto, no presente capítulo, os mesmos não foram obtidos realmente de PMUs, mas sim simulados como se tivessem sido amostrados por PMUs. Neste aspecto, é importante reconhecer que ainda há um longo caminho para tratar questões práticas da utilização de dados de PMUs, tais como presença de ruído, erros de medição e perda de *links* remotos, por exemplo.
- Sendo que um dos objetivos desta tese de doutorado é obter um ponto de colapso mais realista do que as curvas PV estáticas, este trabalho não considerou análises de segurança para contingências n-1 ou n-2. Em vez disso, focou-se na construção de curvas PV mais realistas para estudos de estabilidade de tensão de médio e longo prazo.
- Como comentado anteriormente na Seção 4.2, durante a simulação estática, alguns componentes do sistema, como os limitadores de sobreexcitação dos geradores, não conseguem ter sua atuação temporizada representada de forma correta. Sendo assim, para poder representar a resposta destes elementos a sobrecorrentes, são definidos os valores de geração máxima de potência reativa (Q_{max}) obtidos a partir das curvas de capacidade de cada gerador, em base aos valores de correntes de campo máximas permitidas (105% do valor da corrente de campo nominal), ifd_{lim} .
- Na simulação estática, uma vez que os valores de potência reativa injetada nas barras terminais atingem seus valores máximos permitidos Q_{max} , os geradores têm sua injeção de potência reativa limitada. No caso dinâmico, o comportamento destes limitadores é bastante diferente. Quando alcançados os valores de ifd_{lim} , é iniciada uma temporização que pode ser fixa ou de tempo inverso, para logo haver efetivamente uma limitação na corrente de campo dos geradores.

- Na Seção 5.4, é apresentada a construção dos índices de estabilidade de tensão para o sistema Nordic. Durante a construção desses índices, no caso de incrementos de 0,09%/10 segundos, foi possível observar, a partir da Tabela 19, que as taxas de variação das tensões das curvas PV estáticas sofrem uma forte mudança de seus valores no ponto de operação número 12, correspondente a um carregamento de 6251,28 MW. Essa situação pode ser ilustrada nas Figuras 12 e 13 das Seções 5.2 e 5.3. Nesse mesmo ponto de operação, é alcançado o primeiro limite máximo de geração de potência reativa dos geradores. O gerador limitado é o gerador 14. A Figura 52 ilustra tal situação. Alguns estudos, como o de Dharmapala *et al.* (2020), afirmam haver uma associação entre essa mudança de inclinação na curva PV e a capacidade de geração de potência reativa.

Figura 52 – Simulação Estática: Geradores alcançando seus valores limite de geração de potência reativa Q_{max} - Inc: 0.09%/10s



Fonte: Autora

Nesta figura, também é possível observar que no carregamento 6267,99 MW, é alcançado o segundo limite máximo de geração de potência reativa pelo gerador 11. Esta mudança coincide com o novo decréscimo acentuado nas taxas de variação da Tabela 19 e a Figura 13, que ocorre no ponto de operação número 15.

- A partir dos resultados apresentados na Seção 4.3, nas Tabelas 21 e 23, e nas Figuras 21 a 41, é possível ver que, para o caso das análises de estabilidade de tensão de curto prazo do sistema Nordic³, os pontos de colapso de tensão do sistema diferem

³ Incrementos de carga baixos realizados em intervalos de tempo curtos.

bastante daqueles encontrados considerando análises de estabilidade de longo prazo⁴.

- Durante a aplicação do procedimento proposto, as frequências do sistema foram constantemente verificadas. As Figuras 53 e 54 esboçam os erros das frequências dos geradores com relação à frequência nominal de 60 Hz, para incrementos de 0,09%/10s e 0,5%/10s, respectivamente. A Tabela 28 apresenta alguns valores.

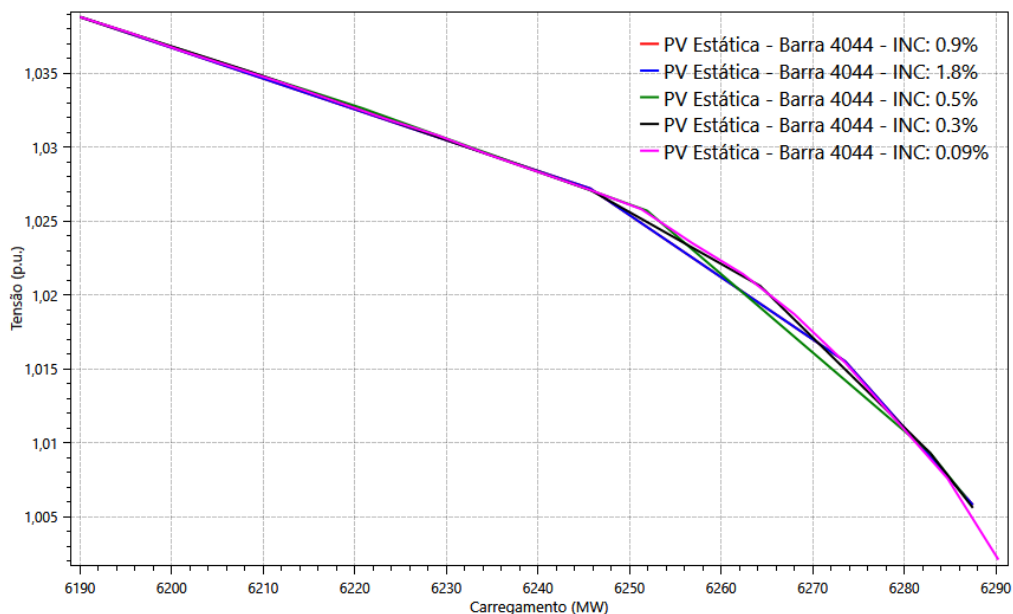
Tabela 28 – Valores dos Erros das Frequências - Incrementos de 0.09%/10s e 0.5%/10s

T. Simulação (s)	20	60	80	120	140	250	300
Erros Freq. Inc: 0.09%/10s (Hz)	0,007	0,0378	0,074	0,1453	0,1274	0,8938	1,9132
Erros Freq. Inc: 0.5%/10s (Hz)	-0,13	0,0757	-0,07	2,4572	9,5124	-	-

Fonte: Autora

- De forma complementar aos estudos realizados nas seções anteriores, a Figura 55 abaixo apresenta o esboço de várias curvas PV estáticas para vários valores de incremento de carga estudados e descritos na Tabela 23. Devido a um *bug* no cartão ANAREDE para o sistema Nordic, não foi possível plotar as curvas PV para valores menores a 0,09%. Entretanto, como pode ser visualizado nesta figura, as diferenças entre os vários pontos de colapso plotados para os incrementos citados na legenda, não são muito significativas.

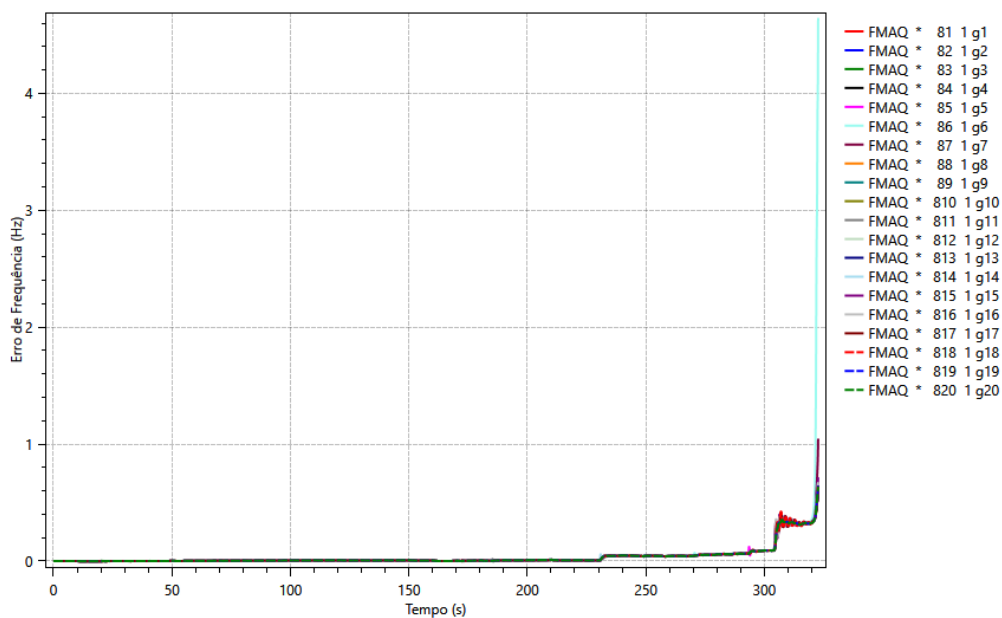
Figura 55 – Curvas PV Estáticas - Incrementos de Carga Variando de 0.09% a 1.8%



Fonte: Autora

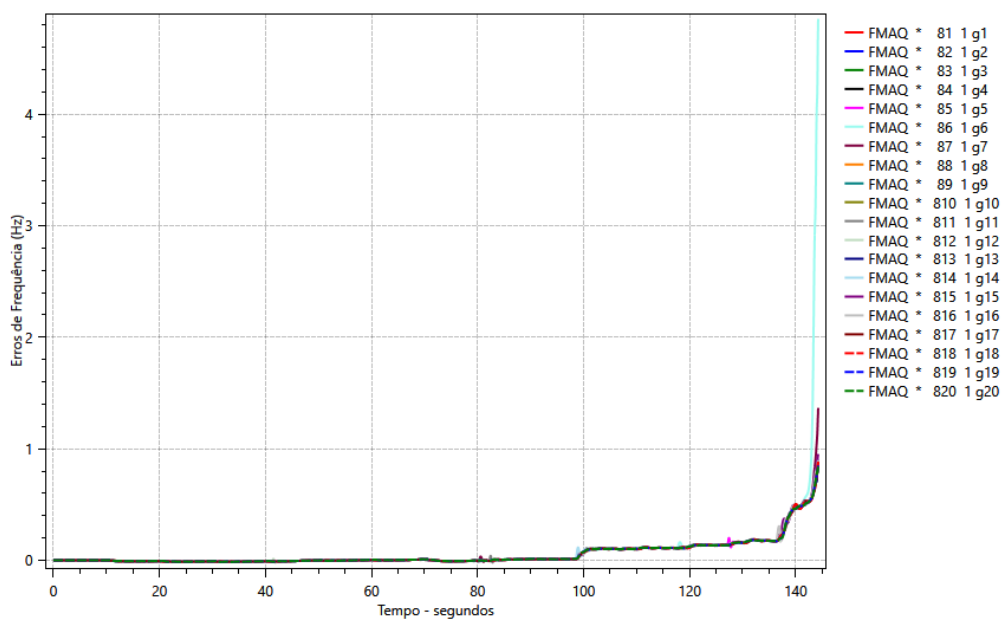
⁴ Incrementos de carga baixos realizados em intervalos de tempo longos

Figura 53 – Erros das frequências dos geradores com respeito à frequência nominal de 60 Hz - Inc.: 0.09%/10s



Fonte: Autora

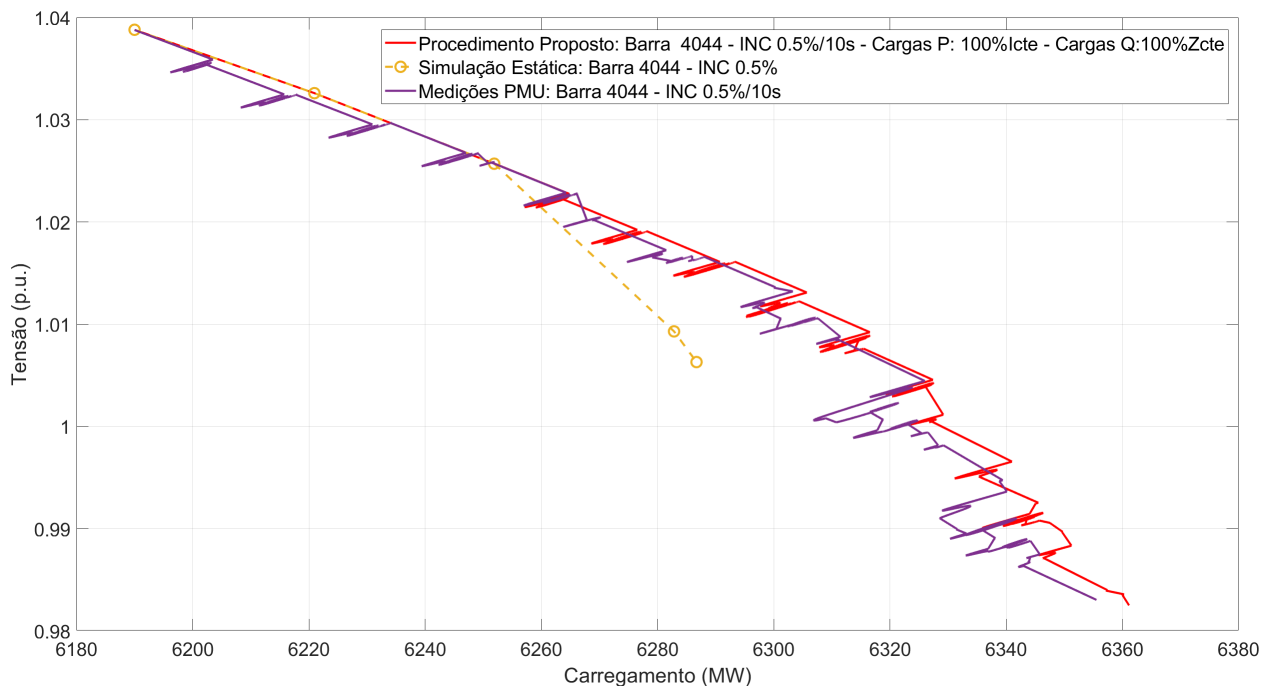
Figura 54 – Erros das frequências dos geradores com respeito à frequência nominal de 60 Hz - Inc.: 0.5%/10s



Fonte: Autora

- Como descrito na Seção 5.1.2, por sugestão dos Procedimentos de Rede do ONS para estudos de estabilidade de tensão, as barras de carga do sistema Nordic foram definidas como 50% de tipo Pcte e 50% de tipo Zcte para a parte ativa e 100% de tipo Zcte para a parte reativa, no caso da análise dinâmica. Para o caso estático, as cargas foram definidas como 100% de tipo Pcte (ver Seção 5.1.2). Paralelamente a isso, o procedimento proposto foi aplicado ao sistema Nordic com variações nos tipos de cargas. Diferentemente dos tipos de cargas utilizadas nos estudos acima, foram utilizadas cargas de tipo 100% Icte para a parte ativa e 100% Zcte para a parte reativa para poder representar cargas de motor de indução com parâmetros desconhecidos (ver Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede). A Figura 56 e a Tabela , apresentam resultados da aplicação do procedimento proposto ao sistema Nordic com incrementos de 0,5%/10 segundos e cargas de tipo 100% Icte para a parte ativa e 100% Zcte para a parte reativa⁵.

Figura 56 – Procedimento Proposto com Cargas Alteradas - Inc: 0.5%/10s



Fonte: Autora

Ao longo deste capítulo, foram apresentados vários resultados e análises da aplicação do procedimento proposto ao sistema Nordic. Inicialmente, foram apresentadas algumas adequações paramétricas realizadas para a implementação das simulações estática e dinâmica do sistema. Em seguida, foram aplicados os passos do algoritmo apresentado na Seção 4.5 para a determinação do ponto de colapso de tensão. Também foram apresentadas

⁵ Note que durante a inicialização ($t=0$), o programa ANATEM inicializa com modelo de cargas do tipo 100% Pcte por padrão. Logo, nos próximos segundos é aplicado o modelo ZIP solicitado pelo usuário.

Tabela 29 – Resultados Comparação Modelos das Cargas - Anterior (P: 50% Pcte, 50% Zcte e Q: 100% Zcte) e Alterado (P: 100% Icte e Q: 100% Zcte)

	Modelo Anterior	Modelo Alterado
Ponto de Máximo Carregamento - PMC (MW)	6361	6360
Média dos Módulos das Tensões nas Barras de Transmissão no Colapso - \bar{V}_T (p.u.)	1,0057	1,0058

Fonte: Autora

comparações com outros métodos existentes na literatura. O próximo capítulo apresenta as conclusões gerais sobre a metodologia proposta no Capítulo 4, assim como sobre o embasamento teórico apresentado nos Capítulos 2 e 3. Nesse mesmo capítulo, são apresentadas propostas de trabalhos futuros que possam dar continuidade à metodologia proposta neste trabalho.

6 CONCLUSÕES

Focando na análise de estabilidade de tensão de médio e longo prazo em Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), a presente tese de doutorado apresentou como proposta de inovação o desenvolvimento de um procedimento de operação em tempo real para uma melhor determinação da Margem de Estabilidade ou Ponto de Colapso de Tensão e posterior cálculo da Margem de Segurança de Tensão. O procedimento proposto teve como elemento-chave o Índice de Estabilidade de Tensão, que atua como um indicador de alternância entre as simulações estática e dinâmica, permitindo estabelecer um compromisso entre rapidez computacional e precisão de resultados durante o processo de determinação de uma Margem de Estabilidade de Tensão mais realista. O procedimento é calculado a partir de três conjuntos de dados de tensão: o primeiro resultante de medidas de tensão em tempo real, obtidas a partir de medidores sincrofasoriais; o segundo resultante de uma simulação estática; e o terceiro resultante de uma simulação dinâmica do SEP. A formulação de ambos os modelos do sistema, estático e dinâmico, empregados para as simulações, foi detalhada genericamente no Capítulo 3.

Conforme apresentado nas Tabelas 25 e 26, o tempo de simulação do procedimento proposto é cerca de 36% menor que o tempo de simulação da simulação dinâmica. Isso mantendo uma precisão de aproximadamente 0,008% para a determinação da MET e em torno de 0,04% para os níveis de colapso de tensão na transmissão. Por outro lado, considerando dados da PMU que são os mesmos dos resultados das simulações dinâmicas, as estimativas de MET pelo procedimento proposto são quase 98,55% mais precisas do que as obtidas por simulação estática e 93,69% mais precisas do que a estimativa de simulações estáticas para os níveis de tensão de colapso. Comparações com os dois Índices de Estabilidade de Tensão, os índices SGp e SGq, mostraram um melhor desempenho do índice proposto para a determinação da margem de estabilidade de tensão. Uma sequência de discussões a respeito dos resultados de simulação foi apresentada na Seção 5.8.

Além disso, pode-se observar que os componentes dos sistemas de proteção atuam em escalas de tempo de médio e longo prazo, portanto, as perturbações que foram aplicadas ao sistema atingem os componentes de proteção, como geradores OXL, OLTC e compensadores estáticos. Dessa forma, a amplitude e o intervalo de tempo dos incrementos de carga podem afetar a resposta do sistema ao realizar análises dinâmicas no MLTVS. Uma vez que dependendo da amplitude e do intervalo de tempo do incremento aplicado, alguns ciclos de atuação dos dispositivos temporizados podem ter sido finalizados ou não.

Assim, as Tabelas 21-24 e as Figuras 21-40 mostram que incrementos de carga realizados em intervalos de tempo longos produzem pontos de colapso mais curtos quando comparados a incrementos de carga realizados em pequenos intervalos de tempo, ou

seja, margens de estabilidade menores. Da mesma forma, amplitudes de incrementos de carga muito pequenas produzem os pontos de colapso menores quando comparados aos casos em que amplitudes de carga um pouco maiores foram aplicadas. Em todos estes casos, os resultados se aproximaram dos resultados obtidos na simulação estática, além de não apresentar quase OELs ativados durante a simulação, ou no caso de ativação de OELs, estes tiveram períodos de tempo disjuntos uns dos outros. Nas mesmas tabelas e figuras, pode-se observar que, contrariamente aos casos apresentados acima, para os casos de incrementos em intervalos de tempo curtos, ou amplitudes de incremento de carga pequenas, os pontos de colapso de tensão ficaram mais compridos, ou seja, foram obtidas margens de estabilidade de tensão maiores. Ao mesmo tempo, foi possível verificar a ativação consecutiva e simultânea de vários limitadores de sobretensão. Isso sugere que esse foi um dos motivos do colapso de tensão que o sistema experimentou

Alguns pontos importantes que devem ser discutidos, como parte dos resultados obtidos durante o desenvolvimento do projeto, são:

- Para a determinação dos limiares dos Primeiro e Segundo Índice de Estabilidade de Tensão propostos na Subseção 4.4, foi abordada uma metodologia bastante usual na literatura para identificar valores discrepantes em um conjunto de dados. Esta metodologia considera desvios medianos absolutos do valor da mediana. Entretanto, as constantes $\vartheta_{\bar{e}}$ e $\vartheta_{\Delta\bar{V}}$ podem ter seus valores alterados convenientemente de forma a alcançar uma melhor sintonização das características do sistema em questão a ser analisado.
- A partir do levantamento bibliográfico realizado neste projeto de pesquisa, as metodologias existentes na literatura para análise de estabilidade de tensão de médio e longo prazo em Sistemas Elétricos de Potência realizam abordagens aproximadas do modelo do sistema, quando visam inferir o ponto de colapso de tensão ou margem de estabilidade de tensão. Isto ocasiona problemas de precisão bastante significativos, visto que vários componentes do sistema cuja dinâmica não linear e temporizada é desprezada na etapa de modelagem. Além disso, quando as medições PMU *offline* são usadas para aprendizado de máquina, por exemplo, houve casos em que o sistema não passou por um colapso de tensão anteriormente. Quando as medições PMU *online* são usadas, os métodos funcionam mais como indicadores do que como estimadores do colapso de tensão.
- Com o aplicação do procedimento proposto, seria possível inclusive, detectar bifurcações induzidas por limite ou bifurcações de Hopf, quando realizados incrementos lentos de carga.
- Como apresentado na Tabela 4 e na Figura 3, a análise de estabilidade de tensão de médio e longo prazo é fortemente influenciada pelos componentes do sistema

com dinâmicas de médio e longo prazo, o que corresponde aos sistemas de proteção (detalhados na Tabela 4). Isso, desde que as dinâmicas de curto prazo apresentem comportamento estável (CUTSEM, 1991; CUTSEM; VOURNAS, 1996; CUTSEM; VOURNAS, 1998).

- Considerando MLTVS, o procedimento proposto no Capítulo 4, permite avaliar de forma mais realista o desempenho e a estabilidade de redes elétricas complexas. Essa abordagem é de extrema importância em um contexto de transição energética, no qual há uma crescente adoção de recursos energéticos distribuídos e a necessidade de garantir a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica, ao mesmo tempo em que novos desafios para o correto funcionamento dos sistemas elétricos de potência são detectados. Contudo, optou-se por evitar alterações significativas no sistema teste *benchmark* para inserção dos recursos energéticos distribuídos, uma vez que este não era o foco principal da pesquisa.
- Como é discutido na Seção 5.8 e segundo Dharmapala *et al.* (2020), mostrou-se haver uma associação entre uma mudança na inclinação da curva PV da análise e a capacidade de geração de potência reativa definida para o caso estático.
- Como apresentado em Morison, Gao e Kundur (1993), Monticelli (1983), em redes de transmissão superiores a 230 kV, são verificados acoplamentos mais fortes entre os fluxos de potência reativa e os módulos das tensões, enquanto que acoplamentos mais fracos entre os fluxos de potência ativa e os módulos das tensões são testados. No entanto, é necessário observar que para condições de estresse¹, este acoplamento é forte em ambos os casos. Sendo assim, algumas simplificações realizadas durante análises estáticas provenientes destas premissas assumidas, não são inteiramente adequadas.
- Através da utilização do procedimento proposto no Capítulo 4, seria possível, durante o tempo de execução da simulação dinâmica, testar diferentes tipos de perturbações ou condições operacionais de um SEP.
- O algoritmo apresentado na Seção 4.5, foi implementado no ambiente Matlab e pode ser executado como um aplicativo no mesmo programa. O arquivo instalador (formato .mlappinstall) será anexado junto ao documento da tese para *download*.

Por fim, é importante ressaltar que atualmente existem diversos desafios associados à estabilidade de tensão em sistemas de energia, decorrentes das mudanças nos padrões de fluxo de energia e do aumento da penetração de energia renovável. Uma das propostas de trabalho futuro, consiste no uso de aprendizagens baseadas nos dados do sistema para um

¹ Condição típica quando o sistema está perto de um colapso de tensão.

aprimoramento do algoritmo apresentado neste trabalho. Assim, a abordagem envolveria o uso de algoritmos de aprendizado de máquina para analisar dados históricos e aperfeiçoar os indicadores aqui propostos para a alternância entre simulação estática e dinâmica. O uso de aprendizado baseado em dados tem o potencial de proporcionar benefícios significativos para os sistemas de energia, identificando proativamente o comportamento do sistema para estudos de estabilidade de tensão. Esta é apenas uma dentre as muitas outras possíveis direções futuras desta pesquisa, a qual representa um trabalho pioneiro no tema.

REFERÊNCIAS

- ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. **Power System State Estimation: Theory and Implementation**: Power engineering (willis). [*S.l.: s.n.*]: CRC Press, 2004. ISBN ISBN-10 0824755707.
- ADETOKUN, B. B.; MURIITHI, C. M.; OJO, J. O. Voltage stability assessment and enhancement of power grid with increasing wind energy penetration. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 120, p. 105988, 2020. ISSN 0142-0615.
- AGARWAL, A. *et al.* Monitoring voltage stability with real-time dynamics monitoring system (RTDMS®). *In: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [*S.l.: s.n.*], 2011. p. 1–8.
- AJJARAPU, V. **Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control**. [*S.l.: s.n.*]: Springer, 2006. ISBN: 978-0-387-32935-2. Acesso em: 19 abril 2023.
- Continuation power flow. *In: AJJARAPU, V. (ed.). Computational Techniques for Voltage Stability Assessment and Control*. Boston, MA: Springer US, 2007. p. 49–116.
- AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow: A tool for steady state voltage stability analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 416–423, 1992.
- ALBERTO, L. F. C. Notas de Aula, **Curso de Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência**. 2016. Disponível em: <https://edisciplinas.usp.br/course/view.php?id=15674>. Acesso em: 24 abr. 2023.
- ALMEIDA, A. B. *et al.* Probabilistic voltage stability assessment considering renewable sources with the help of the pv and qv curves. **IET Renewable Power Generation**, v. 7, n. 5, p. 521–530, 2013.
- ALTHOWIBI, F.; MUSTAFA, M. Power system network sensitivity to voltage collapse. *In: 2012 IEEE International Power Engineering and Optimization Conference Melaka, Malaysia*. [*S.l.: s.n.*], 2012. p. 379–383.
- AMROUNE, M. Machine learning techniques applied to on-line voltage stability assessment: A review. **Archives of Computational Methods in Engineering**, Taylor & Francis, v. 28, n. 2, p. 273–287, 2021.
- AMROUNE, M. *et al.* Real-time voltage stability monitoring using machine learning-based PMU measurements. *In: ALHELOU, H. H.; ABDELAZIZ, A. Y.; SIANO, P. (ed.). Wide Area Power Systems Stability, Protection, and Security*. Cham: Springer International Publishing, 2021. p. 423–448. ISBN 978-3-030-54275-7.
- ANDRADE, S. R. C. **Sistemas de Medição Fasorial Sincronizada: Aplicações para a Melhoria da Operação de Sistemas Elétricos de Potência**. 2008. 157 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2008.

ANITHA, C.; ARUL, P. Enhancement of voltage stability in transmission system using sssc. *In: 2014 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies [ICCPCT-2014]*. [*S.l.: s.n.*], 2014. p. 30–33.

ANTONIADOU-PLYTARIA, K. E. *et al.* Distributed and decentralized voltage control of smart distribution networks: Models, methods, and future research. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 6, p. 2999–3008, 2017.

ARISTIDOU, P.; VALVERDE, G.; CUTSEM, T. V. Contribution of distribution network control to voltage stability: A case study. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 8, n. 1, p. 106–116, 2017.

BABA, M. *et al.* A review of the importance of synchrophasor technology, smart grid, and applications. **Bulletin of the Polish Academy of Sciences: Technical Sciences**, v. 70, n. 6, p. e143826, 2022.

BELEIU, H. G. *et al.* Management of power quality issues from an economic point of view. **Sustainability**, v. 10, n. 7, 2018. ISSN 2071-1050.

BENTO, M. E. C. **Método rápido para análise da segurança dinâmica de sistemas de potência considerando estabilidade a pequenas perturbações e de tensão**. 2020. 193 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2020.

BHARATI, A. K.; AJJARAPU, V. Investigation of relevant distribution system representation with dg for voltage stability margin assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 3, p. 2072–2081, 2020.

BINOTTO, J. M. **Estratégia de Operação de Geradores Eólicos Distribuídos para Mitigar Problemas Sistêmicos de Estabilidade de Tensão**. 2022. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2022.

CAI, H.; MA, H.; HILL, D. J. A data-based learning and control method for long-term voltage stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 35, n. 4, p. 3203–3212, 2020.

CHAPPA, H.; THAKUR, T. Voltage instability detection using synchrophasor measurements: A review. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 30, n. 6, p. e12343, 2020.

CHEN, L. *et al.* Stability mechanism and emergency control of power system with wind power integration. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 1, p. 3–9, 2017.

CHIANG, H. D. *et al.* Cpflo: a practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 623–634, 1995.

CIGRE. **Long term dynamics. Phase II. Final Report**. [*S.l.*], 1995. CIGRE Task Force 38.02.08.

CONSORTIUM FOR ELECTRIC RELIABILITY TECHNOLOGY SOLUTIONS. **Real-time Voltage Security Assessment Report On Algorithms And Framework**. Geneva, 2008. CIEE Report - University of California.

-
- COURTEILLE, P. W. Notas de Aula, **Curso de Laboratório de Física III**. 2010. Disponível em: <https://www.ifsc.usp.br/~strontium/>. Acesso em: 24 abr. 2023.
- CUTSEM, T. V. A method to compute reactive power margins with respect to voltage collapse. **IEEE Transactions on Power System**, v. 6, p. 145–156, Fevereiro 1991.
- CUTSEM, T. V. *et al.* A comprehensive analysis of mid-term voltage stability. **IEEE Transactions on Power System**, v. 10, p. 1073–1182, Agosto 1995.
- CUTSEM, T. V.; MAILHOTS, R. Validation of a fast voltage stability analysis on the hydro-quebec system. **IEEE Transactions on Power System**, v. 12, p. 146–154, Fevereiro 1997.
- CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. **Voltage Stability of Electric Power Systems**. [S.l.: s.n.], 1998. Series ISSN 2196-3185. Acesso em: 19 abril 2023.
- CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. D. Voltage stability analysis in transient and mid-term time scales. **IEEE Transactions on Power System**, v. 11, p. 146–154, Fevereiro 1996.
- DANISH, M. S. S. *et al.* A recap of voltage stability indices in the past three decades. **Energies**, v. 12, n. 8, 2019. ISSN 1996-1073.
- DHARMAPALA, K. D. *et al.* Machine learning based real-time monitoring of long-term voltage stability using voltage stability indices. **IEEE Access**, v. 8, p. 222544–222555, 2020.
- DIAO, R. *et al.* Decision tree-based online voltage security assessment using pmu measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 2, p. 832–839, 2009.
- DONG, F. **Mid-Term Voltage Stability Assessment and Enhancement**. 2004. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — University of Missouri-Rolla, Rolla, 2004.
- DONG, F. *et al.* Mid-term voltage stability study using the quasisteady state analysis method. *In: 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 4, p. 2646–2651.
- ENTSO-E. **High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters**. Brussels, 2020. (ENTSO-E - Technical Group on High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources).
- FARUQUE, M. D. O. *et al.* Real-time simulation technologies for power systems design, testing, and analysis. **IEEE Power and Energy Technology Systems Journal**, v. 2, n. 2, p. 63–73, 2015.
- FORSYTH, P.; KUFFEL, R. Utility applications of a RTDS® simulator. *In: 2007 International Power Engineering Conference (IPEC 2007)*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 112–117.
- FRITZEN, M. A.; S., D. O. G. **Índice De Estabilidade De Tensão Em Sistemas Elétricos De Grande Porte Com Sistema De Medição Sincrofasorial**. 2019. 63 f. Tese (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2019.

FUNABASHI, T.; LIU, J.; SENJYU, T. Chapter 11 - stability problems of distributed generators. *In*: FUNABASHI, T. (ed.). **Integration of Distributed Energy Resources in Power Systems**. [*S.l.: s.n.*]: Academic Press, 2016. p. 261–281. ISBN 978-0-12-803212-1.

GHORBANI, M. *et al.* Power flow management and lvrvt enhancement by using multi-functional capacitive bridge-type fault current limiter in dfig system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 148, p. 108810, 2023. ISSN 0142-0615.

GLAVIC, M.; CUTSEM, T. V. Wide-area detection of voltage instability from synchronized phasor measurements. part i: Principle. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 3, p. 1408–1416, 2009.

GLAVIC, M.; CUTSEM, T. V. Wide-area detection of voltage instability from synchronized phasor measurements. part ii: Simulation results. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, p. 1417–1425, 2009.

GLOVER, J.; OVERBYE, T.; SARMA, M. **Power System Analysis and Design**. [*S.l.: s.n.*]: Cengage Learning, 2016. ISBN 9781305886957.

GUDDANTI, K. P.; MATAVALAM, A. R. R.; WENG, Y. Pmu-based distributed non-iterative algorithm for real-time voltage stability monitoring. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 6, p. 5203–5215, 2020.

HAQUE, M. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 150, p. 107–112(5), January 2003. ISSN 1350-2360.

HATZIARGYRIOU, N. *et al.* Definition and classification of power system stability – revisited & extended. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 36, n. 4, p. 3271–3281, 2021.

HATZIARGYRIOU, N. D. *et al.* Contribution to bulk system control and stability by distributed energy resources connected at distribution network. *In*: . [*S.l.: s.n.*], 2017.

HUANG, Q. *et al.* Adaptive power system emergency control using deep reinforcement learning. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 2, p. 1171–1182, 2020.

HUANG, R. *et al.* Static voltage stability margin calculation and characteristics of very large urban power grid. *In*: **2019 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)**. [*S.l.: s.n.*], 2019. p. 1493–1497.

IEEE POWER & ENERGY SOCIETY. **Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment**. [*S.l.*], 2015. TECHNICAL REPORT PES-TR19.

IEEE POWER SYSTEM DYNAMIC PERFORMANCE COMMITTEE. **Contribution to Bulk System Control and Stability by Distributed Energy Resources connected at Distribution Network**. [*S.l.*], 2017. TECHNICAL REPORT PES-TR22.

KARBALAEI, F.; ABBASI, S.; SHABANI, H. R. **Voltage Stability in Electrical Power Systems: Concepts, Assessment, and Methods for Improvement**. [*S.l.: s.n.*], 2022. ISBN 9781119830597. Acesso em: 19 abril 2023.

KESSEL, P.; GLAVITSCH, H. Estimating the voltage stability of a power system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 1, n. 3, p. 346–354, 1986.

KIKUSATO, H. *et al.* Performance evaluation of grid-following and grid-forming inverters on frequency stability in low-inertia power systems by power hardware-in-the-loop testing. **Energy Reports**, v. 9, p. 381–392, 2023. ISSN 2352-4847. 2022 9th International Conference on Power and Energy Systems Engineering.

KUFFEL, R. *et al.* Rtds-a fully digital power system simulator operating in real time. *In: Proceedings 1995 International Conference on Energy Management and Power Delivery EMPD '95*. [S.l.: s.n.], 1995. v. 2, p. 498–503 vol.2.

KUMAR, S. *et al.* PMU-based voltage stability measurement under contingency using ANN. **IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement**, v. 71, p. 1–11, 2022.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. [S.l.: s.n.]: McGraw-Hill Professional Publishing, 1994. ISBN-10 007035958X. Acesso em: 19 abril 2023.

KUNDUR, P. *et al.* Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, 2004.

LEONARDI, B.; AJJARAPU, V. An approach for real time voltage stability margin control via reactive power reserve sensitivities. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 615–625, 2013.

LI, J. *et al.* Learning to infer voltage stability margin using transfer learning. *In: 2019 IEEE Data Science Workshop (DSW)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 270–274.

LIANG, X.; CHAI, H.; RAVISHANKAR, J. Analytical methods of voltage stability in renewable dominated power systems: A review. **Electricity**, v. 3, n. 1, p. 75–107, 2022. ISSN 2673-4826.

LöF, P.-A. *et al.* On the analysis of long-term voltage stability. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 15, n. 4, p. 229–237, 1993. ISSN 0142-0615.

MA, Y. *et al.* Review analysis of voltage stability in power system. *In: 2017 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 7–12.

MAHARI, A.; SEYEDI, H. A wide area synchrophasor-based load shedding scheme to prevent voltage collapse. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 78, p. 248–257, 2016. ISSN 0142-0615.

MANDOULIDIS, P.; VOURNAS, C. A pmu-based real-time estimation of voltage stability and margin. **Electric Power Systems Research**, v. 178, p. 106008, 2020. ISSN 0378-7796.

MARTINEZ, D. M. G. **Avaliação das Condições de Estabilidade de Tensão Considerando a Regulação Primária e Parâmetros da Rede Variáveis com a Frequência**. 2015. 115 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica de Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

MATAVALAM, A. R. R.; SINGHAL, A.; AJJARAPU, V. Monitoring long term voltage instability due to distribution and transmission interaction using unbalanced μ pmu and pmu measurements. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 11, n. 1, p. 873–883, 2020.

MODARRESI, J.; GHOLIPOUR, E.; KHODABAKHSHIAN, A. A comprehensive review of the voltage stability indices. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 63, p. 1–12, 2016. ISSN 1364-0321.

MOHN, F. W.; SOUZA, A. de. On fast decoupled continuation power flows. **Electric Power Systems Research**, v. 63, n. 2, p. 105–111, 2002. ISSN 0378-7796.

MOKRED, S.; WANG, Y.; CHEN, T. Modern voltage stability index for prediction of voltage collapse and estimation of maximum load-ability for weak buses and critical lines identification. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 145, p. 108596, 2023. ISSN 0142-0615.

MONTI, A.; MUSCAS, C.; F., P. **Phasor Measurement Units and Wide Area Monitoring Systems: From the sensors to the system**. [S.l.: s.n.]: Elsevier, 2016. ISBN 978-0-12-804569-5.

MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. [S.l.: s.n.]: Edgar Blucher, 1983. 1ed.

MORISON, G.; GAO, B.; KUNDUR, P. Voltage stability analysis using static and dynamic approaches. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 3, p. 1159–1171, 1993.

NASCIMENTO, M. R. *et al.* Computation of the minimum voltage stability margin considering loading uncertainties and contingency analysis. *In: To be published in: IEEE PES General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2023.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. **Performance of Distributed Energy Resources During and After System Disturbance: Voltage and frequency ride-through requirements**. [S.l.], 2013. Integration of Variable Generation Task Force (Task 1-7).

OLIVEIRA, A. R. *et al.* Real-time simulators applied to brazilian power systems: A review. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 31, p. 1037–1050, 2020.

ONS. **Submódulos dos Procedimentos de Rede: Revisão 02.2022**. [S.l.], 2022. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acesso em: 20.04.2023.

PANDIT, M.; SODHI, R. Synchrophasor estimation: Review, limitations and future trends. *In: 2022 IEEE International Conference on Power Systems Technology (POWERCON)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–6.

PILLCO, E. C. **A Importância da Região de Estabilidade no Problema de Análise de Estabilidade de Tensão em Sistemas Elétricos de Potência**. 2011. 114 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

QI, W.; JIAN, Z.; LIPING, L. A novel dynamical reactive power reserve optimization approach for improving mid-long term voltage stability of large-scale ac-dc hybrid power systems. *In: 2014 International Conference on Power System Technology*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 721–726.

QUIZHPI, J. C. L. **Planejamento de Reativos em Sistemas Elétricos de Potência Multi-área através de Modelos Estocásticos**. 2014. 131 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira - UNESP, Ilha Solteira, 2014.

RAMIREZ-P, S.; LOZANO-M, C.; CAICEDO-D, G. Review and classification of indices for voltage stability monitoring using pmu measurements. **Journal of Engineering Science and Technology Review**, v. 11, p. 180–198, 08 2018.

RÍOS, M. *et al.* Improved branch participation factor in voltage stability assessment. **International Review on Modelling and Simulations**, Praise Worthy Prize, FEDERICO II University 21 Claudio Naples I 80125 Italy, v. 2, n. 1, p. 18–24, 2009.

ROWELL, D.; WORMLEY, D. **System Dynamics: An Introduction**. [S.l.: s.n.]: Pearson, 1996. ISBN-10 0132108089.

SAKA, B. *et al.* Voltage stability of the power system using genetic algorithm: A review. *In: 2021 1st International Conference on Multidisciplinary Engineering and Applied Science (ICMEAS)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 1–6.

SALAMA, H. S.; VOKONY, I. Voltage stability indices—a comparison and a review. **Computers & Electrical Engineering**, v. 98, p. 107743, 2022. ISSN 0045-7906.

SALIM, K. C. d. O. **Metodologia de avaliação de margem de estabilidade devido a bifurcações em sistemas elétricos de potência**. 2011. 194 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2011.

SANTOS, J. A. D. **Análise de Estabilidade de Tensão de Curto Praxo de Sistemas de Energia Elétrica Considerando a Influência da Desconexão Mandatória de Geradores Síncronos Distribuídos**. 2019. 191 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

SAUER, P. W.; PAI, M. A. **Power System Dynamics and Stability: Power engineering (willis)**. [S.l.: s.n.]: Stipes Publishing Co., 2007. ISBN ISBN-10 1588746739.

SAVULESCU, S. **Real-Time Stability in Power Systems: Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout**. [S.l.: s.n.]: Springer, 2014. ISBN-10 331906679X.

SCHLUETER, R. A.; HU, I.-P. Types of voltage instability and the associated modeling for transient/mid-term stability simulation. **Electric Power Systems Research**, v. 29, n. 2, p. 131–145, 1994. ISSN 0378-7796.

SEYMOUR, J. **The Seven Types of Power Problems**: White paper 18. [S.l.: s.n.]: American Power Conversion, 2005.

- SHAH, H.; VERMA, K. PMU-ANN based approach for real time voltage stability monitoring. *In: 2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5.
- SHAKERIGHADI, B. *et al.* An overview of stability challenges for power-electronic-dominated power systems: The grid-forming approach. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 17, n. 2, p. 284–306, 2023.
- SHARMA, A.; SRIVASTAVA, S. C.; CHAKRABARTI, S. Testing and validation of power system dynamic state estimators using real time digital simulator (RTDS). **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 3, p. 2338–2347, 2016.
- SUGANYADEVI, M.; BABULAL, C.; KALYANI, S. Assessment of voltage stability margin by comparing various support vector regression models. **Soft Computing**, v. 20, p. 807–818, 2016.
- SUN, K.; LEE, S. T.; ZHANG, P. An adaptive power system equivalent for real-time estimation of stability margin using phase-plane trajectories. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 2, p. 915–923, 2011.
- SURHONE, L. M.; TENNOE, M. T.; HENSSONOW, S. F. **Real Time Digital Simulator (RTDS)**: Idaho national laboratory, instrumentation, control and intelligent systems. [S.l.: s.n.]: Betascript Publishing, 2011. ISBN ISBN-10 6136126672.
- TAMURA, Y.; SAKAMOTO, K.; TAYAMA, Y. Proceedings of the 27th iee conference on decision and control. **IEEE Transactions on Power Systems**, 1988.
- TAYLOR, C. W. **Power System Voltage Stability**. [S.l.: s.n.]: McGraw-Hill, 1994. ISBN-10 0132108089.
- TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRIGUEZ, P. Book. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. [S.l.: s.n.]: Wiley-IEEE Press, 2011. 416 p. p. (IEEE Press Book 30).
- USMAN, M. U.; FARUQUE, M. O. Applications of synchrophasor technologies in power systems. **J. Mod. Power Syst. Clean Energy**, v. 7, n. 2, p. 211–216, 2019.
- VENKATRAMAN, R.; KHAITAN, S. K.; AJJARAPU, V. Impact of distribution generation penetration on power system dynamics considering voltage ride-through requirements. *In: 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5.
- VILELA, A. O. R. **Margem de Estabilidade de Tensão no Planejamento dos Sistemas Elétricos - Análise do Impacto do Despacho da Geração**. 2014. 84 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.
- VOURNAS, C.; MANDOULIDIS, P. On-line voltage stability monitoring. *In: 2018 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–5.
- VU, K. *et al.* Use of local measurements to estimate voltage-stability margin. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, n. 3, p. 1029–1035, 1999.

-
- WADHWA, g. *et al.* Comprehensive survey on real-time voltage stability assessment for power systems. **15th (IEEE) International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)**, 2020.
- WATSON, N. R.; WATSON, J. D. An overview of hvdc technology. **Energies**, v. 13, n. 17, 2020. ISSN 1996-1073.
- WU, Q.-H. *et al.* Control and stability of large-scale power system with highly distributed renewable energy generation: Viewpoints from six aspects. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 9, n. 1, p. 8–14, 2023.
- XIA, B. *et al.* Galerkin method-based model predictive control for mid-long term voltage stability enhancement. **IET Generation, Transmission & Distribution**, Institution of Engineering and Technology, v. 14, p. 5302–5309(7), November 2020. ISSN 1751-8687.
- YANHONG, B.; TAISHAN, X.; YUSHENG, X. A fast simulation method for mid-term voltage stability. *In: Proceedings. International Conference on Power System Technology*. [*S.l.: s.n.*], 2002. v. 2, p. 849–852 vol.2.
- YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, control, and applications**. [*S.l.: s.n.*], 2012. V5.8a.
- ZHAO, J.; YANG, Y.; GAO, Z. A review on on-line voltage stability monitoring indices and methods based on local phasor measurement. **Dianli Xitong Zidonghua/Automation of Electric Power Systems**, v. 34, p. 1–6, 10 2010.
- ZHAO, Z. *et al.* Medium and long term voltage stability simulation of power system under high proportion of new energy substitution. **Journal of Physics: Conference Series**, IOP Publishing, v. 2030, n. 1, p. 012022, sep 2021.
- ZHENG, C.; MALBASA, V.; KEZUNOVIC, M. Regression tree for stability margin prediction using synchrophasor measurements. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1978–1987, 2013.
- ZHENG, R. *et al.* Transient stable region of power systems incorporating stochasticity of variable renewable energies and system contingencies. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 144, p. 108523, 2023. ISSN 0142-0615.
- ZHOU, D. Q.; ANNAKAGE, U. D.; RAJAPAKSE, A. D. Online monitoring of voltage stability margin using an artificial neural network. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 3, p. 1566–1574, 2010.
- ZHU, R.; LIU, C.-C. Online voltage stability monitoring and control using limited synchrophasor measurements. *In: 2020 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. [*S.l.: s.n.*], 2020. p. 1–5.

APÊNDICES

APÊNDICE A – ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO

O fenômeno de instabilidade de tensão é um dos mais importantes fenômenos que impactam negativamente a rede elétrica, pois causa uma proporção considerável de apagões no mundo. Estudos apontaram que a maioria dos apagões ocorridos entre 1965 e 2015 foram causados por instabilidade de tensão. A estabilidade de tensão em um sistema de energia pode ser descrita por índices de estabilidade de tensão, os quais são ferramentas matemáticas utilizadas para avaliar a estabilidade de tensão de um sistema elétrico de potência. Eles são baseados em modelos matemáticos do sistema, e permitem identificar as barras e ramos críticos para a estabilidade de tensão (SALAMA; VOKONY, 2022).

Desde a década de 1920, a estabilidade e confiabilidade dos sistemas de energia têm sido continuamente monitoradas com a ajuda de índices de estabilidade de tensão em termos de análise de estabilidade transitória simples e estática entrelaçada. Nas últimas três décadas, vários métodos e mecanismos foram aplicados para propor ferramentas e técnicas para análise de estabilidade de tensão. Os primeiros métodos a serem aplicados mundialmente são decomposição de valor singular, função de energia, fluxo de potência contínuo, métodos de análise de sensibilidade, teoria de bifurcações, autovalor mínimo, análise modal e índice integrado de transferência de linha de transmissão (DANISH *et al.*, 2019). Nesse sentido, os índices de estabilidade de tensão permitem identificar as barras e ramos críticos para a estabilidade de tensão, o que pode ajudar a direcionar ações de controle e planejamento.

- Previsão de colapso de tensão: Os índices de estabilidade de tensão podem ser utilizados para prever a ocorrência de colapso de tensão, o que pode ajudar a mitigar os impactos de uma eventual perturbação.
- Melhoria da confiabilidade do sistema: O uso de índices de estabilidade de tensão pode contribuir para melhorar a confiabilidade do sistema, reduzindo o risco de colapso de tensão.
- A utilização de índices de estabilidade de tensão é uma prática recomendada por órgãos reguladores e associações do setor elétrico.

Por tanto, os VSIs desempenham um papel importante na exploração e especificação do estado de operação do sistema elétrico. Ao tempo que ajudam a prever uma mudança prospectiva no futuro e avaliar o progresso geral de longo prazo. Além disso, os VSIs têm um papel vital na identificação do melhor tamanho e da localização preferida das gerações distribuídas (DGs) e dispositivos FACTS, especificando o barramento mais fraco e a linha mais fraca. Os índices de estabilidade de tensão podem ser usados em dois modos. O

primeiro é um modo *online*: neste modo, os índices de estabilidade de tensão *online* são calculados em tempo real durante a operação do sistema elétrico. Eles são usados para monitorar a estabilidade do sistema e tomar medidas corretivas se necessário. Esses índices são calculados continuamente e atualizados à medida que as condições do sistema mudam. Já os índices de estabilidade de tensão *offline* são calculados durante o planejamento e análise do sistema. Eles são usados para avaliar a estabilidade do sistema sob várias condições de carga e contingências (SALAMA; VOKONY, 2022; CHAPPA; THAKUR, 2020; DANISH *et al.*, 2019; MODARRESI; GHOLIPOUR; KHODABAKHSHIAN, 2016). Esses índices são calculados para um conjunto específico de condições do sistema e não são atualizados em tempo real. Os pesquisadores compararam, analisaram e classificaram os índices de estabilidade de tensão de diferentes aspectos. Atualmente, o esquema de classificação VSI mais comumente usado envolve a divisão dos VSIs em duas categorias com base na matriz Jacobiana e nas variáveis do sistema de acordo com a fórmula VSI (LIANG; CHAI; RAVISHANKAR, 2022). O quadro em 1 ilustra dita classificação.

Quadro 1 – Classificação dos Índices de Estabilidade de Tensão

Índices de Estabilidade de Tensão	Formulação	Baseado na Matriz Jacobiana	Decomposição do Valor Singular	Valor Singular Mínimo
				Valor Singular Máximo
		Decomposição de Autovalores		
	Aplicação	Baseado nas Variáveis do Sistema		
		Aplicação do Sistema Online		
		Aplicação do Sistema Offline		
	Outros	A distância do Ponto de Colapso		
		Definição Baseada nos Mecanismos de Estabilidade de Tensão		

Fonte: Extraído de Liang, Chai e Ravishankar (2022)

A.1 Índices de Estabilidade de Tensão para Monitoramento *online*

Novas abordagens usando monitoramento *online* ou em tempo-real do sistema de energia foram introduzidas usando a tecnologia dos sincrofasores (MODARRESI; GHOLIPOUR; KHODABAKHSHIAN, 2016; CHAPPA; THAKUR, 2020). A implantação desta tecnologia no monitoramento de grandes áreas nos sistemas de energia facilita medições mais rápidas das magnitudes e ângulos de fase dos sinais de tensão e corrente a uma taxa de 240 quadros por segundo para um sistema de 60 Hz e 200 amostras por segundo para um sistema de 50 Hz. Em sistemas de energia práticos, um grande número de PMUs é instalado em vários barramentos cobrindo uma grande área geográfica, dando uma visão precisa de

todo o sistema (CHAPPA; THAKUR, 2020). As PMUs geralmente são bastante precisas, a magnitude e os ângulos de fase das medições de tensão e corrente estão alinhados no tempo com uma precisão de 1 ms e existem vários métodos para melhorar seu desempenho para aplicações em tempo real. Essas medições podem ser processadas e utilizadas na detecção da instabilidade na forma de indicadores que geralmente são desenvolvidos usando o conceito de Teorema de Máxima Transferência de Potência. As metodologias baseadas em PMU são computacionalmente mais simples do que as metodologias baseadas em modelos matemáticos. Essa simplicidade computacional permite aplicações em tempo real e abre uma nova perspectiva para monitoramento e análise de estabilidade de tensão (CHAPPA; THAKUR, 2020).

Vários índices locais de estabilidade de tensão (baseadas em medições locais por PMUs) são apresentados em Chappa e Thakur (2020), os quais são avaliados por um dispositivo inteligente para monitorar a distância até o colapso de tensão. Todos esses métodos geralmente comparam o índice com o um valor de limiar para iniciar as ações de controle. No entanto, fixar o valor adequado para este limiar é muito difícil. Em geral, se fixado um valor muito conservador, pode-se ocasionar ações de controle desnecessárias, mesmo que o sistema não esteja à beira do colapso. Muitas metodologias novas foram desenvolvidas usando PMUs e inclusive metodologias *offline* existentes foram modificadas para monitoramento *online* da instabilidade de tensão (CHAPPA; THAKUR, 2020).

No caso, a maioria das metodologias ou índices estáticos não são adequados para implementação *online* devido a problemas computacionais. No entanto, algumas metodologias, se adequadamente modificadas, podem ser úteis para detecção *online*. Essas metodologias requerem algumas medições de dispositivos com taxa de atualização muito rápida e, portanto, são chamadas de metodologias baseadas em medição (CHAPPA; THAKUR, 2020). Um exemplo disto é o índice L, empregado tanto para a detecção da proximidade do colapso de tensão quanto para um esquema de redução de carga. Este índice produz resultados precisos no primeiro caso, mas para isso requer informações sobre a topologia do sistema. Essa dependência topológica o torna computacionalmente custoso e só pode ser usado com controladores centrais que dependem de *links* de comunicação do sistema (DANISH *et al.*, 2019; CHAPPA; THAKUR, 2020). O índice L é configurado com características especiais de identificação da vulnerabilidade do sistema de energia, medição quantitativa de energia real, reorganização de um barramento ou área fraca e previsão de colapso de tensão (considerando contingências, bem como perdas de geração e transmissão) para prever instabilidade em um sistema de energia elétrica (DANISH *et al.*, 2019).

Para monitoração *online*, um exemplo de uma metodologia de detecção de instabilidade de tensão local sem depender dos controles centrais foi proposta e denominada como “Dispositivo de Monitoramento de Estabilidade e Ajuste de Referência” (*Stability*

Monitoring and Reference Tuning Device - SMART). Este dispositivo é uma classe de relés de tensão cujos pontos de ajuste sempre mudam de acordo com a situação do sistema de energia. Esses pontos de ajuste adaptativos são obtidos considerando a queda de tensão na impedância de Thevenin estimada. Os parâmetros de Thevenin são estimados usando a técnica de aproximação de mínimos quadrados recursivos (CHAPPA; THAKUR, 2020). Esta metodologia é livre de modelo e não requer nenhuma informação de rede (topologia, geração, cargas, etc.), entretanto

A.2 Índices de Estabilidade de Tensão para Análise *offline*

Os índices de estabilidade de tensão *offline* são ferramentas que permitem avaliar a estabilidade de tensão de um sistema de energia elétrico. Esses índices são calculados a partir de dados históricos do sistema, como medições de tensão, corrente e potência. Este índices são úteis para identificar pontos críticos de um sistema, ou seja, pontos que são mais propensos a sofrer colapsos de tensão. Esses pontos podem ser usados para orientar ações de mitigação, como a instalação de equipamentos de controle ou a realização de ajustes na operação do sistema. Existem diversos tipos de índices de estabilidade de tensão *offline*. Alguns dos índices mais comuns são:

- Índice de perda de estabilidade: Esse índice mede a probabilidade de um colapso de tensão.
- Índice de margem de estabilidade: Esse índice mede a distância entre o estado atual do sistema e o limite de estabilidade.
- Índice de vulnerabilidade: Esse índice mede a sensibilidade do sistema a perturbações externas.

Alguns exemplos de utilização dos índices de estabilidade de tensão *offline* são:

- Monitoramento da estabilidade de tensão: Os índices de estabilidade de tensão *offline* podem ser usados para monitorar a estabilidade de tensão de um sistema em tempo real. Isso permite que os operadores do sistema identifiquem rapidamente pontos críticos e tomem medidas para evitar colapsos de tensão.
- Planejamento da operação do sistema: Os índices de estabilidade de tensão *offline* podem ser usados para planejar a operação do sistema de energia. Isso permite que os operadores do sistema evitem operar o sistema em condições que possam levar a colapsos de tensão.
- Investigações de falhas: Os índices de estabilidade de tensão *offline* podem ser usados para investigar falhas no sistema de energia. Isso permite que os engenheiros

identifiquem as causas das falhas e tomem medidas para evitar que elas ocorram novamente.

Os índices de estabilidade de tensão *offline* são ferramentas importante para garantir a segurança e a confiabilidade dos sistemas de energia elétricos.

A.3 Comparação: Índices de Estabilidade de Tensão *Online*

Algumas das mais recentes abordagens de Índices de Estabilidade de Tensão utilizados para a estimação da Margem de Estabilidade de Tensão na Operação em Tempo Real são:

- Em Kumar *et al.* (2022), é proposto um modelo híbrido de Redes Neurais Artificiais (*Artificial Neural Networks* - ANN) baseado em PMUs para avaliar a MET e prever o ponto de instabilidade de tensão. Em publicações prévias, os autores não abordaram os efeitos de diferentes contingências usando modelos separados ANN na estimação da MET. Este trabalho considera as piores contingências “N-1” selecionadas, juntamente com a configuração do caso base, para a medição da estabilidade de tensão estimada, e ANNs separadas são projetadas e treinadas para cada uma das contingências.

Os fasores de tensão medidos pelo PMU (magnitude e ângulo) e a margem de potência ativa são usados como valores de entrada e alvo para treinar o modelo ANN. Para melhorar o desempenho da ANN, a otimização por enxame de partículas (*Particle Swarm Optimization*) é usada para ajuste de parâmetros. A principal desvantagem deste método é que diferentes configurações do sistema (devido à contingência e remoção do elemento com falha) decorrem em diferentes relações entre entrada/saída que não podem ser mapeados de forma eficiente para o neurônio/perceptron das ANNs, pois a precisão da ANN depende do mapeamento dos dados (relação entrada/saída) da configuração no neurônio/perceptron. O autor sugere utilizar o algoritmo conjuntamente com Algoritmos Genéticos e outras técnicas de ML.

- Amroune (2021) se concentra em fornecer uma revisão clara das técnicas mais recentes de Aprendizado de Máquina (ML) empregadas na avaliação da estabilidade de tensão on-line. Entretanto, as técnicas de ML abordadas aprendem de maneira *off-line*, com base em métodos consagrados (como o Fluxo de Carga Continuado e o Método da Função Energia) para produzir resultados *on-line*. Essas técnicas incluem redes neurais artificiais, árvores de decisão, máquinas de vetores de suporte, lógica *fuzzy* e sistema de inferência *neuro-fuzzy* adaptativo. A principal desvantagem deste artigo é a falta de um método sistemático para determinar regras *fuzzy* confiáveis e funções de pertinência, especialmente para SEPs de grande escala.

- Em Amroune *et al.* (2021) são propostas duas abordagens para monitoramento rápido e preciso da estabilidade de tensão usando dados de medições PMU. Essas abordagens combinam a rede neural de Perceptron Multicamada (*Multi-Layer Perceptron - MLP*) e o Sistema de Inferência Neuro-Fuzzy Adaptativo (*Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System - ANFIS*) com o algoritmo de enxame de mariposas (*Moth Swarm Algorithm - MSA*) para criar modelos híbridos MLP–MSA e ANFIS–MSA. O algoritmo MSA otimiza os pesos de conexão e os vieses da rede MLP e determina o parâmetro de ajuste no modelo ANFIS. A capacidade de previsão e eficiência dos modelos são avaliadas usando vários indicadores estatísticos. Estudos numéricos em dois sistemas de energia padrão mostram que o modelo ANFIS–MSA fornece a previsão mais confiável e precisa para estimar a margem de estabilidade de tensão.
- Em Li *et al.* (2019) propõe-se um método rápido baseado em sensibilidade para selecionar controles preventivos eficazes na Avaliação da Estabilidade de Tensão. O método utiliza um VSI local derivado de medições locais¹, permitindo uma classificação de sensibilidade mais precisa e rápida em comparação com os métodos tradicionais. A eficácia do método proposto é validada em sistemas de energia de pequena e grande escala. O método proposto pode melhorar significativamente a precisão do cálculo em comparação com o método anteriormente apresentado L IMM (*Load impedance modulus margin*) de primeira ordem. Este artigo propõe um método chamado L IMM-SA (*Sensitivity analysis method based on L IMM*) para selecionar a variável de controle preventivo mais eficaz com base no índice local L IMM.
- Em Zhou, Annakkage e Rajapakse (2010), um método baseado em Rede neural artificial é desenvolvido para estimar a margem de estabilidade de tensão de longo prazo. O estudo descobriu que as magnitudes e ângulos de fase da tensão do nó são os melhores preditores da estabilidade da tensão. O método ANN proposto pode estimar a margem de estabilidade de tensão em tempo real, mesmo em situações de contingência. O artigo também apresenta uma abordagem sub-ótima para determinar os melhores locais para unidades PMUs. Exemplos numéricos são fornecidos usando sistemas de teste.
- Em Diao *et al.* (2009), apresenta-se um esquema de avaliação de segurança de tensão *online* usando medições de fasor sincronizadas e árvores de decisão. As árvores de decisão são treinadas *offline* e atualizadas periodicamente para avaliar a segurança da tensão em tempo real. A abordagem é testada no sistema American Electric Power e apresentando um relativo bom desempenho.

¹ As medições PMU locais são feitas em pontos específicos ou áreas limitadas, enquanto as medições globais abrangem várias localidades, fornecendo uma visão geral do estado da rede.

Outros índices para estimação da MET podem ser encontrados em Suganyadevi, Babulal e Kalyani (2016), Zheng, Malbasa e Kezunovic (2013), Sun, Lee e Zhang (2011).

ÍNDICE

tabelas, 69, 71