

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO  
CENTRO TECNOLÓGICO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DANIEL CARLETTI

**A ESTABILIDADE TRANSIENTE DE SISTEMAS ELÉTRICOS NA  
PRESENÇA DE GERADORES SÍNCRONOS VIRTUAIS:  
METODOLOGIAS DE ANÁLISE E CONTROLES ADAPTATIVOS**

VITÓRIA

2020

DANIEL CARLETTI

**A ESTABILIDADE TRANSIENTE DE SISTEMAS ELÉTRICOS NA  
PRESENÇA DE GERADORES SÍNCRONOS VIRTUAIS:  
METODOLOGIAS DE ANÁLISE E CONTROLES ADAPTATIVOS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação  
Coorientadora: Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Jussara Farias Fardin

VITÓRIA

2020



**DANIEL CARLETTI**

**A ESTABILIDADE TRANSIENTE DE SISTEMAS ELÉTRICOS NA  
PRESENÇA DE GERADORES SÍNCRONOS VIRTUAIS:  
METODOLOGIAS DE ANÁLISE E CONTROLES ADAPTATIVOS**

Tese submetida ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para a obtenção do Grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovada em XX de XXXXX de 2020

**COMISSÃO EXAMINADORA**

---

**Prof. Dr. Lucas Frizera Encarnação**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Orientador

---

**Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Jussara Farias Fardin**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Coorientadora

---

**Prof. Dr. Maurício Aredes**  
Universidade Federal do Rio de Janeiro  
Examinador Externo

---

**Prof. Dr. Augusto César Rueda Medina**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador Interno

---

**Prof. Dr. Domingos Sávio Lyrio Simonetti**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador Interno

---

**Prof. Dr. Walbermark Marques dos Santos**  
Universidade Federal do Espírito Santo  
Examinador Interno

À minha família.

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer primeiramente à minha família pelo apoio cedido durante o período de realização do meu doutorado. Agradeço aos meus orientadores, Prof. Lucas Encarnação e Prof.<sup>a</sup> Jussara Fardin por todo o suporte oferecido e pela confiança depositada em mim na realização deste trabalho. Também gostaria de agradecer a todos os colegas de laboratório que foram uma grande fonte de motivação e também de descontração durante os períodos mais extenuantes desta pós-graduação.

Gostaria de agradecer também aos demais professores do LEPAC por terem feito parte da minha vida nos últimos anos e de terem contribuído de alguma forma na minha jornada. Aos professores da banca avaliadora Augusto Medina, Domingos Simonetti, Maurício Aredes e Walbermark dos Santos pela valiosa contribuição para este trabalho. Por fim, agradeço à CAPES pela concessão da minha bolsa de estudos, sem a qual essa jornada não teria sido possível.

## RESUMO

A análise da segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência é uma atividade de máxima importância para garantir a entrega de energia aos consumidores de forma segura e estável. O estudo da estabilidade transiente, que trata da manutenção em operação e sincronismo das unidades geradoras no sistema, é uma das partes fundamentais deste processo. Com o crescimento da presença no sistema de plantas geradoras de energia de grande porte através de matrizes renováveis, como a solar fotovoltaica, a estabilidade transiente fica comprometida devido à ausência da característica inercial responsável pela estabilização do sistema, presente nos grandes geradores síncronos. Uma solução para este problema é a adoção de metodologias de controle apropriadas, como os Geradores Síncronos Virtuais (VSG) para que os conversores de conexão dessas plantas possam, também, contribuir para a estabilização do sistema. Este trabalho tem como primeiro objetivo principal avaliar a viabilidade da utilização de métodos de análise de estabilidade transiente frequentemente utilizados em sistemas elétricos compostos por máquinas síncronas, na avaliação da estabilidade de sistemas na presença de unidades geradoras do tipo VSG. Uma vez comprovada a viabilidade do método e validada a contribuição do VSG para a estabilidade angular do sistema, neste trabalho, propõe-se, como segundo objetivo principal, a avaliação da adaptabilidade de parâmetros do VSG de forma a flexibilizar o controle da estabilidade transiente de sistemas elétricos de potência.

Palavras-chave: Estabilidade transiente; Gerador síncrono virtual; Controle adaptativo, Sistema elétrico de potência.

## **ABSTRACT**

The dynamic stability assessment of electrical power systems is an activity of utmost importance to guarantee the energy delivery to consumers in a safe and stable way. The study of transient stability, which deals with maintaining the generation plants in synchronism with the system, is one of the fundamental parts of this process. With the growth of large energy generating plants using renewable sources, such as solar photovoltaic, the transient stability is compromised due to the absence of the inertial characteristic responsible for the system stabilization, which is inherent to synchronous generators. A solution to this problem is the adoption of appropriate control strategies, such as the Virtual Synchronous Generators (VSG) so that these plants interface converters can also contribute to the system stability. This thesis aims to evaluate the feasibility of using traditional methods of transient stability analysis used for synchronous machines to assess the stability of VSGs. Once the proposed methods usability has been proven and the VSG contribution to maintaining transient stability is established, this thesis proposes, as a second main contribution, the evaluation of the VSG parameters adaptability in order to improve the VSG transient stability.

**Keywords:** Adaptive Control, Power systems, Transient Stability, Virtual Synchronous Generator.

## LISTA DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1 - Esquemático de controle para implementação de um VSG.....  | 21 |
| Figura 2 - Diagrama de controle em referencial dq de uma máquina síncrona virtual. ....                       | 24 |
| Figura 3 - Diagrama de controle utilizado na implementação da topologia <i>Synchronverter</i> ...             | 26 |
| Figura 4 - Resumo das principais topologias de aplicação de máquinas síncronas virtuais. ...                  | 28 |
| Figura 5 - Classificação da estabilidade em sistemas elétricos de potência.....                               | 32 |
| Figura 6 - Esquemático do sistema SMIB adotado. ....  | 39 |
| Figura 7 - Descrição visual do conceito energético do método direto baseado em Lyapunov.                      | 44 |
| Figura 8 - Diagrama do sistema de excitação DC1A modificado utilizado .....                                   | 53 |
| Figura 9 - Topologia clássica de um conversor NPC de 3 níveis.....  | 54 |
| Figura 10 - Estratégia de chaveamento PWM do tipo PD.....   | 55 |
| Figura 11 - Representação monofásica do sistema para simulação.....   | 55 |
| Figura 12 - Fluxograma do controle adaptativo preventivo proposto. ....                                       | 70 |
| Figura 13 - Situação do sistema no instante anterior a uma alteração de topologia.....                        | 71 |
| Figura 14 - Ilustração do sistema após a saída de uma das linhas de transmissão. ....                         | 71 |
| Figura 15 - Sistema SMIB para análise teórica: (a) sem resistência de SFCL; (b) com resistência de SFCL.....  | 81 |
| Figura 16 - Esquemático da bancada de testes em HIL.....  | 85 |
| Figura 17 - Interface entre o módulo de simulação em tempo real HIL402 e a plataforma de controle dSPACE..... | 87 |
| Figura 18 - Bancada de testes C-HIL usada para validar o controle de adaptação proposto. ..                   | 88 |
| Figura 19 - Tensão de saída do VSG para um curto circuito com duração de 250 ms e $R_{SFCL} = 0.0$ p.u. ....  | 93 |
| Figura 20 - Tensão de saída do VSG para um curto circuito com duração de 250 ms e $R_{SFCL} = 0.06$ p.u. .... | 94 |
| Figura 21 - Tensão de saída do VSG para um curto circuito com duração de 250 ms e $R_{SFCL} = 0.10$ p.u. .... | 94 |

## LISTA DE GRÁFICOS

|  |    |
|--|----|
| Gráfico 1 - Curvas de potência x ângulo para o sistema. ....   | 40 |
| Gráfico 2 - Dinâmica de ângulo de rotor para o cenário 2 (a) e 4 (b). ....   | 60 |
| Gráfico 3 - Variação da energia cinética para os cenários 2 (a) e 4 (b). ....  | 61 |
| Gráfico 4 - Variação do TSI em função do tempo de extinção de falta para os cenários 1 (a) e 5 (b). ....                           | 62 |
| Gráfico 5 - Trajetórias do sistema com MS (a) e VSG (b) no plano de fase para o cenário 6 e diferentes valores de $t_{cl}$ . ....  | 63 |
| Gráfico 6 - Curva do TSI em função da constante de inércia do VSG. ....  | 67 |
| Gráfico 7 - Curvas de oscilação do VSG para diferentes valores de $H$ . ....   | 68 |
| Gráfico 8 - Cenário original sem alterações na topologia do sistema. ....  | 73 |
| Gráfico 9 - Cenário com a saída de uma linha, mas sem atuação do controle adaptativo. ....   | 74 |
| Gráfico 10 - Cenário com atuação do controle adaptativo para manutenção da estabilidade do sistema. ....                           | 75 |
| Gráfico 11 - Atuação do controle adaptativo no valor da constante de inércia do VSG. ....  | 76 |
| Gráfico 12 - Curvas de TSI para a situação analisada ilustrando a análise feita e o ajuste encontrado pelo controle. ....          | 77 |
| Gráfico 13 - Curva característica da resistência do SFCL. ....   | 79 |
| Gráfico 14 - Critério de áreas iguais com a entrada em operação de diferentes valores de $R_{SFCL}$ . ....                         | 83 |
| Gráfico 15 - Valores teóricos de CCA e CCT para diferentes valores de $R_{SFCL}$ . ....  | 84 |
| Gráfico 16 - Comparação entre tempos críticos de falta: CCT teórico (azul), PSCAD (verde) e C-HIL (vermelho). ....                 | 89 |
| Gráfico 17 - Velocidade angular para um tempo de extinção de falta de 250 ms e diferentes valores de $R_{SFCL}$ . ....             | 91 |
| Gráfico 18 - Ângulo de rotor para um tempo de extinção de falta de 250 ms e diferentes valores de $R_{SFCL}$ . ....                | 92 |
| Gráfico 19 - Representação em plano de fase para um tempo de extinção de falta de 250 ms e diferentes valores de $R_{SFCL}$ . .... | 92 |

## LISTA DE TABELAS

|  |    |
|--|----|
| Tabela 1 - Parâmetros de simulação do sistema SMIB e filtro LCL.....                     | 56 |
| Tabela 2 - Parâmetros de máquina usados no VSG e MS.....                                 | 57 |
| Tabela 3 - Parâmetros do AVR e Regulador de velocidade.....                              | 57 |
| Tabela 4 - Cenários simulados e valores de CCT obtidos.....                              | 58 |
| Tabela 5 - Parâmetros do sistema para análise teórica.....                               | 81 |
| Tabela 6 - Parâmetros do sistema simulado e em C-HIL.....                                | 86 |
| Tabela 7 - Erro relativo e RMSE entre resultados em C-HIL, PSCAD e resultados teóricos.. | 89 |

## **LISTA DE QUADROS**

|  |    |
|--|----|
| Quadro 1 - Argumentos prós e contras para a utilização de simulação numérica para estabilidade transiente..... | 38 |
|--|----|

## SUMÁRIO

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1 INTRODUÇÃO.....</b>   | <b>15</b> |
| 1.1 Objetivos.....   | 18        |
| 1.2 Organização do Trabalho.....                                 | 18        |
| <b>2 O GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL.....</b>                         | <b>20</b> |
| 2.1 Diferentes topologias de VSG.....                            | 22        |
| 2.1.1 Abordagem de alta ordem.....                               | 22        |
| 2.1.2 Implementação de baixa ordem - <i>Synchronverter</i> ..... | 25        |
| 2.1.3 Implementações de primeira ordem.....                      | 27        |
| 2.2 Adaptabilidade de parâmetros para o VSG.....                 | 28        |
| 2.3 Conclusão.....   | 29        |
| <b>3 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....</b>     | <b>30</b> |
| 3.1 Classificação da estabilidade de SEP.....                    | 31        |
| 3.1.1 Estabilidade de tensão.....                                | 32        |
| 3.1.2 Estabilidade de frequência.....                            | 34        |
| 3.1.3 Estabilidade angular do rotor.....                         | 34        |
| 3.2 Avaliação da estabilidade transiente de SEP.....             | 36        |
| 3.2.1 Método de integração numérica.....                         | 36        |
| 3.2.2 Critério de áreas iguais e tempo crítico.....              | 38        |
| 3.2.3 Método direto da função de energia.....                    | 42        |
| 3.2.4 Métodos híbridos.....                                      | 47        |
| 3.2.5 Técnicas de inteligência artificial.....                   | 48        |
| 3.3 Estabilidade transiente e dispositivos chaveados.....        | 48        |
| 3.4 Conclusão.....   | 49        |
| <b>4 ESTUDO DE CASO: SISTEMA SMIB COM VSG.....</b>               | <b>50</b> |
| 4.1 O método híbrido adotado.....                                | 51        |
| 4.2 Desenvolvimento do VSG.....                                  | 51        |
| 4.2.1 Modelagem de máquina adotada no VSG.....                   | 51        |
| 4.2.2 Controles adicionais de tensão e frequência.....           | 52        |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 4.2.3 | Topologia do conversor de potência .....  | 53  |
| 4.3   | Procedimentos e parâmetros de simulação .....   | 56  |
| 4.4   | Resultados de simulação e análise.....  | 58  |
| 4.5   | Conclusão .....   | 64  |
| 5     | CONTROLE ADAPTATIVO PARA A ESTABILIDADE .....   | 65  |
| 5.1   | Controle adaptativo preventivo .....  | 66  |
| 5.1.1 | Margem de estabilidade <i>versus</i> constante de inércia.....                                | 66  |
| 5.1.2 | Proposta de controle preventivo para estabilidade transiente .....                            | 68  |
| 5.2   | Controle adaptativo corretivo .....   | 77  |
| 5.2.1 | A atuação do SFCL resistivo na melhoria da estabilidade transiente .....                      | 78  |
| 5.2.2 | Análise teórica da estabilidade transiente para a modificação de resistência de armadura..... | 80  |
| 5.2.3 | Estratégia de controle de adaptação proposta .....  | 84  |
| 5.2.4 | Descrição do sistema para validação em <i>Hardware In The Loop</i> e PSCAD..                  | 85  |
| 5.2.5 | Resultados e discussões .....   | 88  |
| 5.3   | Conclusão .....   | 94  |
| 6     | CONCLUSÕES FINAIS .....   | 95  |
|       | REFERÊNCIAS .....   | 97  |
|       | APÊNDICE A - PRODUÇÃO CIENTÍFICA .....  | 109 |

# 1 INTRODUÇÃO

A medida em que os sistemas de energia evoluíram em tamanho e complexidade, novas formas de instabilidade foram surgindo, criando a necessidade constante de atualização dos engenheiros que atuam no planejamento e operação do sistema. Atualmente, a estabilidade de sistemas de energia segue uma classificação estabelecida como referência e é determinada baseada no tipo de variável de sistema afetada pela instabilidade (frequência, tensão, ângulo de rotor), no tamanho do distúrbio considerado e no intervalo de tempo necessário para o estudo de tal fenômeno [1,2]. A estabilidade de ângulo de rotor em grandes distúrbios, ou estabilidade transiente, diz respeito à capacidade de um sistema de energia de manter o sincronismo de suas unidades geradoras mesmo após estar sujeito a uma perturbação de grande magnitude no sistema, como um curto circuito ou uma contingência de linha crítica durante sua operação. A ocorrência de uma instabilidade transiente, geralmente, se desenvolve em uma janela de tempo muito pequena, de alguns segundos após a ocorrência do distúrbio, o que faz com que o estudo de estratégias para prevenir ou remediar os problemas com este tipo de instabilidade devam ser levados em consideração ainda na fase de planejamento do sistema.

Dito isto, o aumento do número de Fontes de Energia Renováveis (FER) conectadas ao sistema, muitas delas conectadas através de conversores de potência estáticos, traz alguns dos problemas de estabilidade que se apresentam como desafios a serem superados para que o desenvolvimento destas fontes de energia e sua contínua utilização seja mantida no sistema elétrico do futuro. Estas FER, principalmente gerações de origem solar fotovoltaica (FV) e através de turbinas eólicas, são, normalmente, inseridas no sistema elétrico de duas possíveis formas: espalhadas no sistema de distribuição em baixa tensão através de unidades geradoras distribuídas (GD) de pequeno porte, ou através de unidades geradoras de grande porte (FER-GP) conectadas ao sistema de transmissão e sub transmissão.

Devido ao crescimento exponencial na utilização de turbinas eólicas para geração de energia no começo da década passada, muitos foram os esforços para avaliar os impactos que turbinas eólicas de tamanhos e tecnologias diferentes tinham na estabilidade dos sistemas de energia, com destaque para a estabilidade transiente do sistema [3–5]. No entanto, a estabilidade de sistemas elétricos na presença de unidades de geração de energia não-rotacional de grande porte, como as fontes FV, ainda é um tema em desenvolvimento. Algumas plantas FV de grande porte (FV-GP) em operação que podem ser destacadas são: *Topaz Solar Farm* (550MW) e a

*Desert Sunlight Solar Farm (550MW)* na Califórnia, *Yanchi Solar PV Station (1000MW)* na China e as usinas brasileiras de São Gonçalo do Gurgéia e Pirapora, localizadas no Piauí e em Minas Gerais respectivamente [6,7].

Esta fonte de energia se caracteriza por não possuir inércia rotacional própria, portanto, não contribuem para a estabilização do sistema ao qual está inserida. Sua conexão ao sistema se dá através de conversores de potência controlados de forma a injetar o máximo de potência gerada instantaneamente. Desta forma, o sistema fica sujeito à intermitência da irradiação solar que, por sua vez, insere incertezas na operação do sistema que podem levar, conseqüentemente, a flutuações de tensão e frequência na rede. Em [8,9], importantes desafios que devem ser superados para que a utilização de plantas FV-GP seja feita de forma segura e estável para o sistema são apresentados. Dentre os problemas a serem sobrepujados estão os problemas com a estabilidade do sistema, como a estabilidade transiente. Em [10], um levantamento de códigos de rede nacionais para a integração de FV-GP ao sistema de transmissão é mostrado e o resultado aponta que alguns países já adotam requerimentos mínimos para suportabilidade à faltas em plantas FV-GP. Alguns esforços podem ser destacados no sentido de estudar os impactos causados por essas unidades geradoras. Em [11–13] é mostrado que as FV-GP inseridas no sistema de energia podem trazer benefícios, como também malefícios, dependendo de algumas variáveis como: o tipo do distúrbio, o controle adotado no conversor de interface, a localização da falta, os níveis de penetração de geração solar e da topologia do sistema de energia em estudo.

É com base neste problema que, nos últimos anos, vem ganhando destaque uma alternativa para o controle dos conversores de interface de FER não-rotacionais. A ideia por trás desta estratégia de controle é fazer com que os conversores de potência imitem o comportamento de uma máquina síncrona (MS), de forma a fazer com que estes conversores tenham em seus terminais um comportamento semelhante à uma MS na ocorrência de distúrbios no sistema [14,15]. Através da utilização de uma modelagem de MS apropriada, os conversores passam a oferecer ao sistema uma característica de operação normalmente chamada de inércia virtual. Assim, passam a contribuir para a estabilidade do sistema de energia e trabalham de forma harmoniosa com o mesmo. Esta proposta de controle recebe diferentes nomes na literatura [16,17], no entanto, para os propósitos deste trabalho, ela será chamada de Geradores Síncronos Virtuais (do inglês *Virtual Synchronous Generator - VSG*).

Apesar de ganhar destaque para aplicações de pequeno porte como para geradores distribuídos ou em microrredes, com a conexão de múltiplas unidades VSG em paralelo, a sua aplicação em plantas de grande porte como as FV-GP ainda não está consolidada. Poucos são os trabalhos atualmente publicados na literatura acerca do assunto, cujos impactos de unidades VSG de alto nível de potência no sistema de transmissão são estudados. Nestes poucos trabalhos, a estabilidade do sistema é abordada de forma pontual, através de simulações numéricas e análise visual das curvas de oscilação do sistema [18,19]. Além disto, o controle baseado em VSG, apesar de utilizar um modelo de MS em seu equacionamento, não está limitado a parâmetros construtivos como as máquinas reais. Os parâmetros a serem utilizados, como reatâncias, resistência de armadura, e a constante de inércia da máquina, não estão fixados e podem ser ajustados da maneira desejada de forma a obter uma melhor resposta do sistema. Tais parâmetros podem, inclusive, ser ajustados em tempo real, a medida em que o VSG segue conectado ao sistema elétrico e está sujeito aos distúrbios do mesmo. Alguns trabalhos propõem um controle adaptativo apenas para a constante de inércia enquanto outros apresentam um controle adaptativo conjunto entre constante de inércia e amortecimento mecânico [20–22]. Porém, o foco dos controles de parâmetros adaptativos para VSG propostos na literatura é a estabilidade de frequência de unidades geradoras distribuídas de pequeno porte [16,23–27]. Portanto, a aplicação do VSG em plantas de grande porte conectadas ao sistema de transmissão e a aplicação de controles adaptativos cujo objetivo seja a estabilidade angular deste sistema, se apresenta como um campo de estudo com um potencial pouco explorado.

Esta tese de doutorado tem como objetivo verificar a aplicabilidade de técnicas tradicionais de análise de estabilidade transiente em sistemas com a presença de unidades geradoras do tipo VSG e, através da utilização de métricas específicas, propor duas formas de controle adaptativo distintas para o VSG. Duas métricas de estabilidade baseadas em métodos consolidados são propostas para este fim, são elas o tempo crítico de extinção de falta (do inglês *Critical Clearing Time* - CCT) e o índice de estabilidade transiente (do inglês *Transient Stability Index* - TSI). Utilizando-se de tais métricas e um sistema *Single-Machine-Infinite-Bus* (SMIB) proposto, neste trabalho se realiza uma comparação entre o comportamento dinâmico de um controle VSG inserido no sistema SMIB ao comportamento de uma MS tradicional frente à diferentes cenários de falta aplicados ao sistema. Objetiva-se validar as métricas em questão e, portanto, espera-se uma característica semelhante do comportamento de tais métricas na comparação entre VSG e MS. A adaptabilidade dos parâmetros do controle VSG é avaliada a partir das métricas de estabilidade transiente escolhidas e, utilizando tais métricas como parâmetro de

controle, são propostos um controle adaptativo preventivo para o sistema elétrico e um controle corretivo de atuação instantânea para o VSG.

## **1.1 Objetivos**

Neste trabalho, o objetivo geral é analisar métodos tradicionais de estabilidade transiente para a avaliação da segurança dinâmica de sistemas elétricos com inserção de VSG de grande porte, assim como avaliar e propor duas técnicas de controle de parâmetros adaptativos para o VSG tendo a melhoria da estabilidade angular do sistema como objetivo.

## **1.2 Organização do Trabalho**

Este trabalho foi organizado em seis capítulos, cujos escopos estão descritos a seguir:

- Capítulo 1: contém uma introdução sobre a necessidade da utilização de controles adequados para conversores de potência que fazem a interface de gerações renováveis com o sistema, ressaltando o papel do VSG especialmente do ponto de vista de estabilidade. Também é apresentado o objetivo geral do trabalho e como ele está organizado.
- Capítulo 2: apresenta-se um breve estado da arte abordando as principais aplicações de controles de VSG existentes na literatura e suas principais características.
- Capítulo 3: realiza-se um resumo da teoria envolvendo o estudo dos problemas de estabilidade de sistemas elétricos de potência (tensão, frequência e ângulo). Apresenta-se também os principais métodos utilizados para a avaliação da estabilidade angular de sistemas e entra-se em detalhes acerca dos dois métodos que serão abordados no decorrer do trabalho, que são o critério de áreas iguais e o método da função de energia transiente.
- Capítulo 4: realiza-se um estudo de caso em que dois dos métodos abordados no capítulo anterior são utilizados para avaliar a estabilidade de um sistema na presença de um VSG. Os resultados são analisados de forma a comprovar a contribuição do VSG para a estabilidade do sistema e evidenciar a validade de tais métodos para aplicação em sistemas com conversores emulando geradores síncronos.

- Capítulo 5: apresenta-se a característica de adaptabilidade de parâmetros dos geradores virtuais como proposta para melhoria da estabilidade de sistemas. Uma análise da variação da margem de estabilidade em função da variação da constante de inércia virtual do VSG é feita e um controle adaptativo preventivo é proposto e validado. Por fim, uma proposta de controle adaptativo corretivo baseado na variação da resistência de armadura virtual do VSG é proposto.
- Capítulo 6: apresenta-se as conclusões finais acerca do trabalho desenvolvido.

No APÊNDICE A estão descritos os trabalhos publicados com base nesta pesquisa.

## 2 O GERADOR SÍNCRONO VIRTUAL

A estabilidade de sistemas elétricos de potência é tradicionalmente obtida através do controle da operação dos geradores síncronos de grande porte. Através da resposta dinâmica destas máquinas conectadas ao sistema, as mesmas são capazes de absorver as perturbações que ocorram e manter o sistema estável. Isso se dá, principalmente, devido à grande inércia rotacional existente no eixo destas máquinas e do ajuste adequado dos controles de operação da máquina como reguladores de tensão, governador de velocidade e estabilizadores de sistema.

A crescente presença de unidades geradoras de energia elétrica através de fontes primárias não-rotacionais conectadas à rede, como a fotovoltaica, pode levar a um aumento na ocorrência de problemas de estabilidade no sistema elétrico de potência, especialmente em situações de transitório. Estas unidades geradoras se caracterizam por entregar energia ao sistema através de conversores estáticos de potência, uma vez que não realizam a conversão de energia mecânica em energia elétrica através de uma MS, como as tradicionais usinas geradoras hidroelétricas e termoelétricas, por exemplo. Em sistemas com um alto nível de penetração deste tipo de geração, deve ser buscada uma solução para mitigar os possíveis problemas de estabilidade gerados [28].

Neste contexto, surge na literatura uma proposta de estratégia de controle para os conversores de interface destas fontes não-rotacionais, de forma a fazer com que estas unidades também possam contribuir para a estabilidade do sistema. Esta nova estratégia de controle foi concebida com a intenção de prover ao conversor uma característica dinâmica semelhante à de MS, fazendo com que tal conversor apresente uma dinâmica que é normalmente chamada de inércia virtual.

É possível encontrar diversas aplicações de VSG na literatura com nomes diversificados, porém todas se baseiam no mesmo princípio básico, que é a emulação da característica eletromecânica inercial da resposta de máquinas síncronas a distúrbios no sistema. Portanto, o desenvolvimento de um controle VSG envolve, necessariamente, a aplicação das equações de oscilação da tradicional modelagem de máquina, Eqs. (1) e (2), no controle de potência ativa do conversor [1].

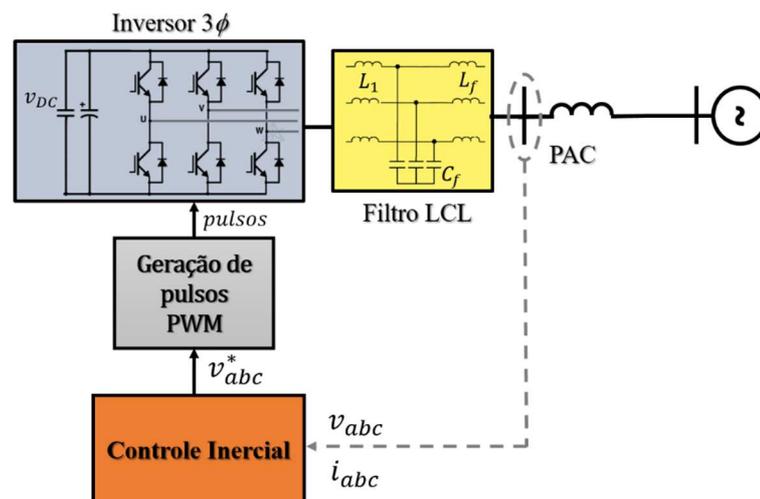
$$T_m - T_e - D \cdot \Delta\omega = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} - D \cdot \Delta\omega = J \frac{d\omega}{dt} \quad (1)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega \quad (2)$$

Onde  $T_m$  é o torque mecânico de eixo,  $T_e$  é o torque elétrico,  $P_m$  e  $P_e$  são as potências mecânica e elétrica,  $\omega$  é a velocidade no eixo da máquina,  $\delta$  é a referência angular da máquina,  $D$  é o coeficiente de amortecimento mecânico e  $J$  é o momento de inércia do eixo da máquina.

Além das equações mecânicas da máquina, são necessários controles de tensão terminal e de potência ativa/frequência de saída para os conversores, assim como controles de sincronização com a rede de referência [1]. A modelagem de máquina adotada, seja ela de qualquer ordem, juntamente com os controles adicionais que são incorporados, são responsáveis por gerar o sinal de tensão ou corrente de referência para que o controle do conversor seja feito através de uma estratégia de chaveamento adequada. Em resumo, um controle de inércia virtual para conversores estáticos tem como apresentação básica o diagrama ilustrado na Figura 1. A Figura 1 ilustra um inversor trifásico conectado ao sistema em um determinado ponto de acoplamento comum (PAC) através de um filtro de saída LCL, tendo seu controle feito através de uma estratégia de controle inercial, responsável por gerar os sinais de chaveamento para as chaves eletrônicas através de uma modulação por largura de pulso (do inglês *Pulse-Width Modulation* – PWM).

Figura 1 - Esquemático de controle para implementação de um VSG.



Fonte: elaborada pelo autor

Na seção a seguir, um estado da arte acerca das principais topologias de aplicação de VSG será apresentado.

## **2.1 Diferentes topologias de VSG**

A partir do surgimento da ideia por trás dos controles baseados em emulação de máquinas síncronas, diferentes aplicações surgiram com o mesmo objetivo e nomes diferentes. Nesta seção, o objetivo é realizar um levantamento das principais aplicações de VSG existentes na literatura e abordar suas principais características.

### **2.1.1 Abordagem de alta ordem**

As primeiras propostas de controle inercial incluíam mais do que apenas o equacionamento mecânico, mas sim todo o equacionamento referente à modelagem dinâmica de uma máquina síncrona, ou seja, incluíam também o equacionamento referente ao comportamento do fluxo nos enrolamentos da máquina. A primeira proposta de máquina síncrona virtual foi idealizada por Hans-Peter Beck e Ralf Hesse, da Universidade de Tecnologia de Clausthal na Alemanha [15]. A proposta consistia em realizar uma analogia completa entre o comportamento de um inversor, trabalhando como interface entre uma fonte de tensão qualquer e o sistema ao qual ele está inserido, e o comportamento de uma máquina síncrona conectada ao mesmo sistema. Desta forma, o desenvolvimento do controle era baseado em uma modelagem matemática da máquina, envolvendo a representação do fluxo nos enrolamentos juntamente com o equacionamento mecânico, já apresentado anteriormente. O controle do fluxo de potência ativa e reativa entre a máquina virtual e o ponto de acoplamento é realizado, então, de forma direta ou indireta. Na forma direta, o controle é feito através do ajuste manual das entradas de tensão de excitação virtual para o equacionamento da máquina e da entrada de torque virtual, e, na forma indireta, este controle é realizado através da resposta natural da modelagem utilizada frente à transitórios de frequência e tensão no sistema. Ou seja, a completa analogia entre máquina e inversor é estabelecida com base nos valores virtuais de torque e tensão de excitação, associados ao circuito intermediário descrito pelo equacionamento.

Alguns trabalhos foram realizados por outros pesquisadores baseando-se na estratégia em questão apresentada. Em alguns destes trabalhos, como em [29–32], a solução adotada foi a utilização de um modelo matemático da MS utilizado em estudos de estabilidade transiente para

a emulação do seu comportamento. Quanto maior o número de equações diferenciais utilizadas na modelagem, maior a sua complexidade e maior será a fidelidade na reprodução do comportamento de uma máquina síncrona real. Um modelo completo de máquina possui uma modelagem mecânica de 2ª ordem (equação de oscilação mecânica completa) juntamente com uma modelagem elétrica dos enrolamentos de estator, amortecedores e de campo, que pode atingir até a 8ª ordem, caso seja modelado o efeito da saturação magnética.

Um exemplo de modelagem de alta ordem é o modelo de dois eixos com dinâmicas de subtransiente, definido através das equações diferenciais (3) a (6) mais as equações algébricas (7) a (9).

$$T'_{do}\dot{E}'_q = E_{fd} - E'_q + I_d(X_d - X'_d) \quad (3)$$

$$T'_{qo}\dot{E}'_d = -E'_d - I_q(X_q - X'_q) \quad (4)$$

$$T''_{do}\dot{E}''_q = E'_q - E''_q + I_d(X'_d - X''_d) \quad (5)$$

$$T''_{qo}\dot{E}''_d = E'_d - E''_d + I_q(X'_q - X''_q) \quad (6)$$

$$V_{td} = E''_d - X''_q I_q - I_d R_a \quad (7)$$

$$V_{tq} = E'_q + X''_d I_d - I_q R_a \quad (8)$$

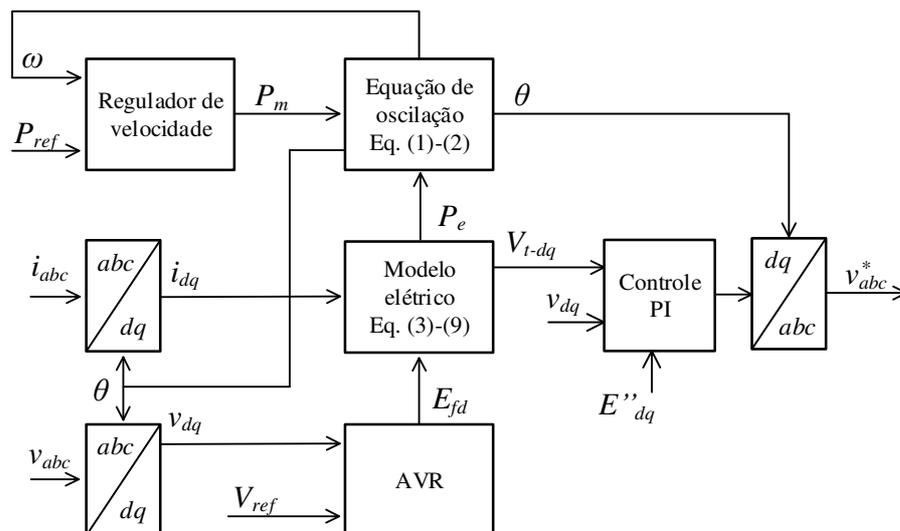
$$P_e = E''_q I_q + E''_d I_d + (X''_d - X''_q) I_d I_q \quad (9)$$

Onde  $T'_{do}$  e  $T'_{qo}$  são as constantes de tempo transientes de circuito aberto nos eixos dq,  $T''_{do}$  e  $T''_{qo}$  as constantes de tempo subtransientes de circuito aberto,  $X_d$  e  $X_q$  as reatâncias síncronas,  $X'_d$  e  $X'_q$  as reatâncias transiente,  $X''_d$  e  $X''_q$  as reatâncias de subtransiente,  $I_d$  e  $I_q$  as componentes da corrente,  $R_a$  a resistência de armadura da máquina,  $E'_d$  e  $E'_q$  as componentes de eixos dq da tensão transiente,  $E''_d$  e  $E''_q$  as componentes de eixos dq da tensão subtransiente e  $E_{fd}$  a tensão de excitação da máquina.

As equações diferenciais descrevem o comportamento do fluxo nos enrolamentos da máquina nos diferentes períodos de interesse (transiente e subtransiente). As equações algébricas (7) e (8) são utilizadas para calcular as tensões terminais de referência da máquina virtual. A equação algébrica (9) é utilizada para o cálculo da potência elétrica da máquina virtual que alimentará a equação de oscilação mecânica.

O modelo é escolhido de forma a aliar uma boa capacidade de reprodução do comportamento da máquina com uma simplicidade computacional. Os trabalhos citados em [29–31] utilizam uma modelagem de 4ª ordem com as Eqs. (3) e (4), adotando malhas de excitação e governador de velocidade para o devido controle da máquina virtual, assim como em uma máquina real. O diagrama básico de controle em representação dq utilizado nestes trabalhos é ilustrado na Figura 2. Em alguns trabalhos, como em [32], o modelo completo de máquina é implementado e discutido. Na Figura 2, ilustra-se um exemplo de aplicação de controle VSG baseado em um modelo de alta ordem, utilizando o modelo descrito pelas Eqs. (1) a (9). Controles adicionais para regulação de velocidade e regulação de tensão terminal (do inglês *Automatic Voltage Regulator – AVR*) são utilizados, assim como no controle de uma MS tradicional.

Figura 2 - Diagrama de controle em referencial dq de uma máquina síncrona virtual.



Fonte: elaborada pelo autor

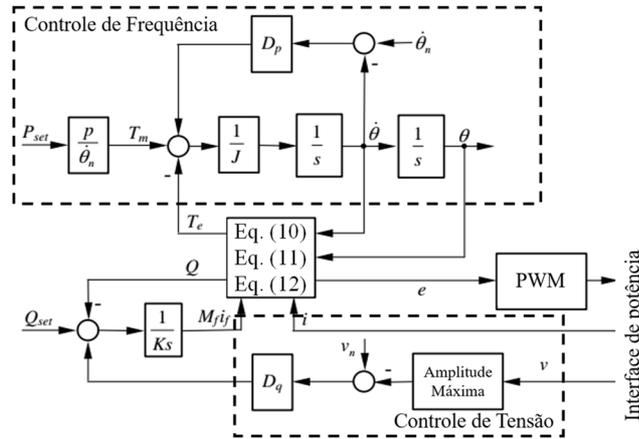
Apesar de proporem em seu artigo inicial uma modelagem completa de máquina e reprodução fiel do desempenho da mesma, Beck e Hesse passaram a adotar em suas publicações uma topologia de máquina virtual com uma modelagem mais simples, em uma implementação que ficou conhecida como VISMA (*Virtual Synchronous Machine*). Os autores publicaram alguns trabalhos abordando a estratégia de controle simplificada proposta. Em um trabalho de 2011, os autores investigaram as contribuições do VISMA para a melhoria da qualidade de energia do sistema em que o mesmo estava inserido [33]. Foi verificado que o controle era capaz de melhorar significativamente a estabilidade em transitórios de frequência através da característica de momento de inércia virtual e do amortecimento mecânico adotados.

Uma vez que não se trata de uma máquina síncrona real, abre-se a possibilidade para que a parametrização da máquina virtual seja feita livremente, de acordo com as especificações do sistema. Em [34], este fato é apresentado através da realização de uma série de testes nos quais o mesmo transitório é aplicado para diferentes valores de inércia  $J$  e amortecimento  $D$  configurados no modelo utilizado. A contribuição do VISMA para a estabilidade de tensão também é abordada verificando-se uma significativa melhora através da utilização de um controle de tensão apropriado.

Em [35], os autores verificaram o desempenho do controle VISMA em situação de ilhamento do sistema principal. Neste caso, é apresentado que a máquina virtual é perfeitamente capaz de suportar um ilhamento intencional ou por falha no sistema, sendo a inércia da máquina virtual a responsável por suprir o déficit instantâneo de potência no instante do ilhamento. Quanto maior for a inércia virtual disponível no sistema, menor será o transitório de frequência no instante do ilhamento. Adicionalmente, foi verificado que a topologia adotada, juntamente com a adoção de controles apropriados, é capaz de realizar uma partida própria (do inglês *blackstart*), gerando assim uma referência que pode ser utilizada para a conexão de cargas e sincronismo de outras microgerações em uma microrrede isolada.

### **2.1.2 Implementação de baixa ordem - *Synchronverter***

O nome *Synchronverter* normalmente é utilizado quando uma implementação de controle inercial é feita baseada na estratégia apresentada primeiramente em [36]. A estratégia de controle proposta passou a receber este nome pelo próprio autor, a partir de [37]. O *Synchronverter* baseia-se na incorporação de inércia virtual a um inversor de frequência através da implementação direta das duas equações diferenciais (1) e (2), que representam o equacionamento mecânico de uma máquina síncrona, ao controle de potência ativa do conversor. O controle de potência reativa e de tensão terminal é feito através de uma malha de controle separada. Assim, como no VISMA, para o controle de sincronismo de tensão e frequência, são utilizadas malhas de controle adicionais, conforme apresentado na Figura 3.

Figura 3 - Diagrama de controle utilizado na implementação da topologia *Synchronverter*.

Fonte: adaptada de [37]

No caso do *Synchronverter*, o controle de tensão é realizado através da detecção da amplitude do ponto de acoplamento, que é então comparada com um valor de referência e transformado em sinal de ajuste de potência reativa através de um coeficiente de *droop*  $D_q$ . O controle de frequência é feito de forma semelhante ao controle de tensão. A frequência do ponto de conexão é medida através de um PLL (*Phase Locked Loop*) dedicado e comparada com a velocidade mecânica virtual interna do modelo, que então é transformada em sinal de ajuste de potência ativa através de um coeficiente de *droop*  $D_p$ . Este sinal de ajuste, juntamente à referência manual de torque mecânico mais o torque elétrico calculado pelo modelo algébrico interno, é então inserido na equação de oscilação mecânica. O módulo central da topologia de controle do *Synchronverter* tem a função de calcular as referências de tensão para a geração de pulsos PWM, utilizando, para isto, os valores calculados de excitação ( $M_f i_f$ ) e velocidade angular virtual ( $\theta$ ), além de calcular o torque elétrico ( $T_e$ ) e a potência reativa ( $Q$ ) para realimentar as malhas de controle. As equações utilizadas para tal finalidade são (10), (11) e (12).

$$T_e = p M_f i_f \langle i, \widetilde{\sin \theta} \rangle \quad (10)$$

$$e = \dot{\theta} M_f i_f \widetilde{\sin \theta} \quad (11)$$

$$Q = -\dot{\theta} M_f i_f \langle i, \widetilde{\cos \theta} \rangle \quad (12)$$

Onde  $p$  representa o número de par de polos por fase, o termo  $M_f i_f$  representa a excitação virtual da máquina, e representa as tensões de referências geradas pelo modelo,  $\theta$  é a referência angular e  $i$  representa a corrente de saída do inversor da máquina virtual.

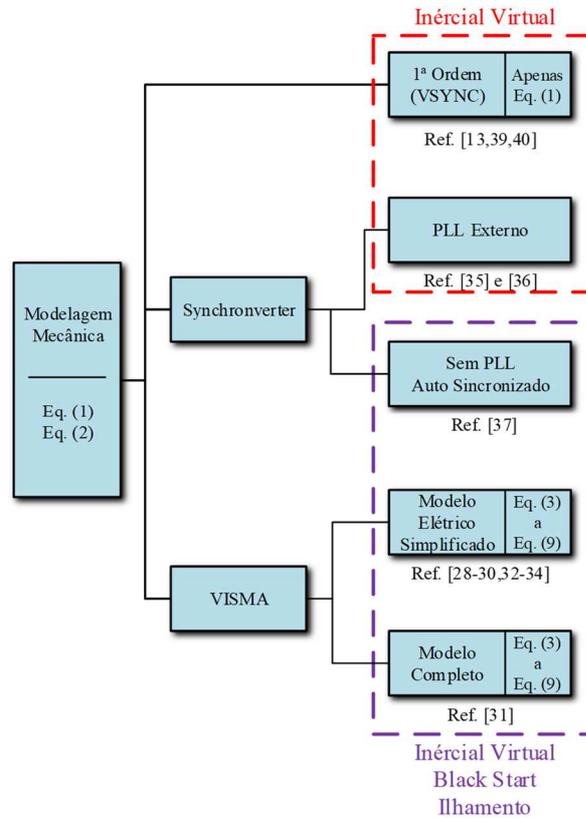
A princípio, a topologia de controle apresentada em [37] necessitava de um detector de fase dedicado para que a sincronização entre o *Synchronverter* e a rede fosse possível. A partir de [38], o autor apresenta uma versão modificada da topologia inicial, de maneira que um PLL não era mais necessário para o sincronismo com o sistema e, portanto, o *Synchronverter* passa a ter a realização de *blackstart* com posterior sincronização e ilhamento do sistema principal como características, assim como o VISMA também as possui.

### 2.1.3 Implementações de primeira ordem

Algumas abordagens existentes na literatura para inserção de inércia virtual em conversores de potência levam em consideração a utilização de apenas uma parte do equacionamento mecânico. Apenas a equação diferencial (1) da equação de oscilação mecânica é utilizada para prover inércia virtual com amortecimento ao sistema, desprezando-se a segunda equação. Sendo a Eq. (2) a responsável por prover referência angular interna para a máquina virtual, a utilização de apenas a primeira equação força a necessidade de utilização de uma unidade de sincronização PLL dedicada para a conexão com a rede. Dito isto, fica claro que estas topologias não são capazes de realizar ilhamento do sistema em operação, nem tampouco possuem a capacidade de realizar *blackstart* com posterior sincronização com a rede.

As justificativas para a utilização de tal estratégia de controle se baseiam na simplicidade do modelo, que agora requer um esforço computacional reduzido, e também por possibilitar a utilização de malhas de controle adicionais tradicionalmente utilizada em conversores, em paralelo ao controle inercial, como a detecção e filtragem de correntes harmônicas, por exemplo [39]. Tal controle ainda possui a característica de ser de fácil sintonia devido, mais uma vez, à sua simplicidade. Podem-se citar como precursores desta configuração os pesquisadores membros do projeto VSYNC [14,40,41]. Um resumo das topologias de controle inerciais apresentadas está ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Resumo das principais topologias de aplicação de máquinas síncronas virtuais.



Fonte: elaborada pelo autor.

## 2.2 Adaptabilidade de parâmetros para o VSG

Um benefício importante do VSG é o fato de o mesmo não estar limitado a parâmetros construtivos como as máquinas reais. Os parâmetros a serem utilizados, como reatâncias, resistência de armadura, o coeficiente de amortecimento mecânico e, especialmente, o momento de inércia rotacional da máquina, não são determinados por parâmetros construtivos, podendo ser ajustados da maneira que o projetista desejar.

Tais parâmetros podem, inclusive, serem ajustados em tempo real, a medida em que a máquina virtual segue conectada ao sistema elétrico. Esse ajuste pode ser feito temporariamente diante de um transitório qualquer de forma a melhorar o desempenho imediato da máquina virtual frente ao mesmo, ou também ser feito a longo prazo a medida em que um sistema supervisório visualize a necessidade para tal adequação.

Os artigos publicados com essa proposta, atualmente, propõem que um controle adaptativo de momento de inércia virtual e coeficiente de amortecimento apresentam bons resultados quando na regulação de frequência no ponto de acoplamento em situações de transitórios na rede [20–22]. Alguns artigos propõem um controle adaptativo apenas para o momento de inércia enquanto outros apresentam um controle adaptativo conjunto entre momento de inércia e amortecimento mecânico como a solução.

### **2.3 Conclusão**

Este capítulo apresentou um breve estado da arte acerca das principais aplicações de controles de inércia virtual existentes na literatura. A emulação de máquinas síncronas em conversores de potência em sistemas elétricos é um assunto novo, que passou a ser debatido a pouco mais de 10 anos, mas que ganha importância com o passar dos anos a medida em que a penetração de fontes não-rotacionais aumenta no sistema.

A partir dos modelos e tipos de aplicações de VSG apresentados nesta seção, uma topologia de alta ordem baseada em uma modelagem de máquina síncrona utilizada para estudos de estabilidade será adotada nas Seções 4 e 5 para a realização de um estudo de caso e avaliação de sua adaptabilidade de parâmetros.

### 3 ESTABILIDADE DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

A estabilidade de sistemas elétricos de potência (SEP) trata da habilidade de um sistema, dada uma condição inicial de operação, de retomar a um estado de operação em equilíbrio após ser submetido a um distúrbio físico, com grande parte das variáveis de sistema limitadas de forma que a integridade do sistema seja preservada. A integridade do sistema é dita preservada quando praticamente todo o SEP permanece inalterado sem o descarte de cargas ou unidades geradoras, exceto por aquelas desconectadas pela ação de isolar os elementos do sistema em falta ou desconectadas intencionalmente para preservar a continuidade da operação do restante do sistema. A estabilidade é uma condição de equilíbrio entre forças opostas, a instabilidade é resultante de um desbalanceamento entre forças opostas ocasionado por um distúrbio [1,42].

O SEP é um sistema altamente não-linear que opera em um ambiente de constantes mudanças aonde cargas, despacho de unidades geradoras, topologia do sistema, dentre outros parâmetros chave que mudam continuamente. Quando sujeito a um distúrbio, a estabilidade do sistema depende da natureza e tamanho do distúrbio assim como das condições iniciais de operação. Pequenos distúrbios na forma de variações de carga ocorrem continuamente e o sistema se ajusta às características de variação. O sistema deve ser capaz de operar satisfatoriamente nestas condições e atender perfeitamente a demanda de carga. O sistema também deve ser capaz de suportar diversos distúrbios severos, como um curto circuito em uma linha de transmissão ou a perda de um grande gerador.

Após a ocorrência de um transitório, se o SEP for estável, ele caminhará para um novo estado de equilíbrio, com as ações de sistemas de controle automáticos e possíveis ações de operadores humanos eventualmente restaurando o sistema ao seu estado normal. Por outro lado, se o sistema for instável, ele resultará em uma situação de degradação das variáveis de sistema como, por exemplo, um aumento progressivo da separação angular entre rotores de unidades geradoras distintas, ou uma queda progressiva nos níveis de tensão nas barras do sistema. Dependendo das condições da rede, uma instabilidade em uma parte do SEP pode levar a um efeito cascata de degradação e desligamento de uma grande parcela do sistema.

Um típico sistema de potência moderno é, então, um processo multivariável de ordem elevada cuja performance dinâmica é influenciada por uma ampla gama de dispositivos com diferentes respostas e características. Portanto, a instabilidade em um SEP é singular, ou pode ocorrer de

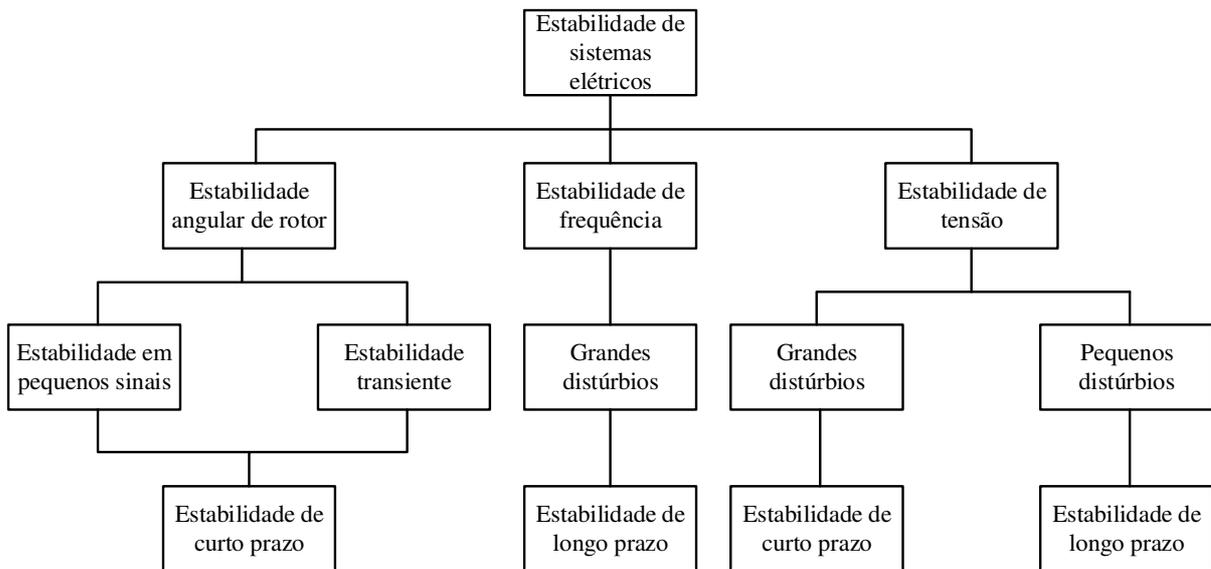
diversas maneiras diferentes dependendo da topologia do sistema, o modo de operação do mesmo e o tipo de distúrbio que o afeta.

### **3.1 Classificação da estabilidade de SEP**

Tradicionalmente, o problema de estabilidade se baseia na manutenção da operação síncrona do sistema. Uma vez que o SEP depende fortemente de MS para geração de energia elétrica, uma condição necessária para uma operação satisfatória do sistema é que todas as MS se mantenham em sincronismo. Este aspecto da estabilidade de SEP é influenciado pela dinâmica de ângulo de rotor do gerador e pela relação de potência-ângulo. A instabilidade também pode ser atingida sem a perda direta de sincronismo do sistema. Por exemplo, um sistema que consiste em um gerador alimentando um motor de indução pode se tornar instável devido a um colapso na tensão de carga. Nesta situação, a manutenção do sincronismo dá espaço para a estabilidade e o controle da tensão, que se torna o cerne do problema. Este tipo de instabilidade também pode ocorrer em grandes sistemas com um conjunto de cargas em uma grande parcela do sistema. Em uma terceira situação, em que um grande desbalanço entre carga e geração no sistema ocorre, são os controles de máquina primária e governadores de velocidade que atuam para a estabilidade do sistema. Em uma eventual falta de coordenação do sistema, é possível que a frequência se torne instável levando a plantas geradoras e/ou blocos de carga a serem desligados podendo levar a um apagão no sistema. Este é mais um caso em que os geradores se mantêm em sincronismo, porém o sistema é considerado em situação de instabilidade [1,42].

A estabilidade de sistemas elétricos é, em sua essência, um único problema. Porém, as várias formas de instabilidade que um sistema pode sofrer, como as já mencionadas anteriormente, não podem ser devidamente compreendidas e efetivamente resolvidas se tratadas desta maneira. Devido à alta dimensionalidade e complexidade dos problemas de estabilidade, algumas simplificações e técnicas apropriadas ajudam na análise de tipos específicos de problemas com o grau de detalhe apropriado na representação do sistema [1,2]. A análise da estabilidade é muito facilitada pela classificação da estabilidade em categorias apropriadas, como pode ser visualizado na Figura 5.

Figura 5 - Classificação da estabilidade em sistemas elétricos de potência



Fonte: adaptada de [2].

A classificação dos problemas de estabilidade de SEP, mostrada na Figura 5, é baseada em uma série de considerações. A divisão é feita primeiramente pela natureza física da instabilidade resultante do distúrbio, definida pela variável do sistema na qual a instabilidade pode ser observada (tensão, frequência e ângulo de rotor). Com isso, é feita uma divisão baseada na magnitude do distúrbio considerado, que influencia o método de cálculo e determinação da estabilidade. Por fim, os dispositivos, processos e a janela de tempo necessária para avaliar a estabilidade são consideradas.

### 3.1.1 Estabilidade de tensão

A estabilidade de tensão diz respeito à habilidade do SEP de manter tensões constantes em todas as barras do sistema em condições normais de operação, e também após a ocorrência de um distúrbio. A instabilidade que pode resultar ocorre na forma de um crescimento ou queda progressivos da tensão em algumas barras. O possível resultado da instabilidade na tensão é a perda de carga na área aonde as tensões atingirem valores criticamente baixos ou até a perda da integridade no SEP.

O principal fator contribuinte para a instabilidade de tensão é usualmente as altas perdas de potência reativa e a queda de tensão resultante que ocorrem quando há altos níveis de fluxo de potência ativa e reativa através das reatâncias indutivas associadas com a rede de transmissão, o que limita a capacidade de transferência de potência pela rede. A transferência de potência e

o controle da tensão também são limitados quando alguns dos geradores do sistema atingem seus limites de corrente de campo. A resposta dinâmica das cargas do sistema na ocorrência de um distúrbio também contribui para a instabilidade em tensão. A ação restaurativa de equipamentos de rede tende a normalizar os níveis de tensão nas cargas que, por sua vez, podem aumentar o estresse sobre a rede de alta tensão devido à sua dinâmica pós distúrbio, levando o sistema a uma queda de tensão ainda mais acentuada [42].

A estabilidade de tensão é geralmente dividida em duas categorias definidas de acordo com a magnitude dos distúrbios causadores da instabilidade:

1. A estabilidade de tensão em grandes distúrbios diz respeito à habilidade do sistema de controlar as suas tensões de barra após a ocorrência de distúrbios de grande magnitude como faltas, perda de geração ou contingências no sistema. Esta habilidade é determinada pelas características de carga do sistema e as interações dos controles e proteções. A determinação da estabilidade para grandes distúrbios requer o estudo da performance dinâmica não-linear de um dado SEP durante um período de tempo suficiente para capturar as interações de dispositivos como transformadores com variação de *tap* e limitadores de corrente de campo de geradores.
2. A estabilidade de tensão em pequenos distúrbios diz respeito à habilidade do sistema de controlar as suas tensões de barra após a ocorrência de pequenas perturbações como, por exemplo, variações incrementais de carga. Esta forma de estabilidade é determinada pelas características das cargas e dos controles do sistema em um dado instante de tempo. Este conceito é útil quando a intenção é determinar, a qualquer momento, como as tensões do sistema responderão a pequenas mudanças no sistema. Um critério para definição da estabilidade de tensão em pequenos distúrbios é tal que, em uma dada condição de operação para cada barra do sistema, a magnitude da tensão na barra aumenta à medida em que a injeção de potência reativa na mesma barra é incrementada. Um sistema é dito como instável em tensão se, para pelo menos uma barra do sistema, a magnitude da tensão diminui para um acréscimo na injeção de potência reativa nesta barra.

A janela de tempo de interesse para problemas de estabilidade de tensão pode variar de poucos segundos para algumas dezenas de minutos, portanto o problema de estabilidade de tensão pode ser considerado um fenômeno de curto e longo prazo.

### **3.1.2 Estabilidade de frequência**

A estabilidade de frequência diz respeito à habilidade de um SEP de manter frequência constante dentro de uma faixa de variação nominal após a ocorrência de um distúrbio no sistema que ocasione um desbalanço na relação entre geração e carga na rede. A estabilidade depende da capacidade do sistema de restaurar esse desbalanço com a menor perda de carga possível [42].

Alguns distúrbios de grande magnitude do sistema geralmente resultam em grandes variações na frequência, fluxo de potência, tensão, e outras variáveis de sistema. Isto provoca a ação de processos, controles e proteções que não são modeladas em estudos convencionais para avaliação das demais formas de estabilidade (tensão e ângulo de rotor). Estes processos podem ser muito lentos, como a dinâmica de caldeiras em termoeletricas, ou ainda apenas acionados devido a condições extremas do sistema, como as proteções das máquinas geradoras. Geralmente, os problemas de estabilidade de frequência estão associados a falhas na resposta de alguns equipamentos, a uma má coordenação dos equipamentos de controle e proteção, ou ainda uma reserva de geração insuficiente.

### **3.1.3 Estabilidade angular do rotor**

A estabilidade angular do rotor, diz respeito à habilidade das máquinas síncronas conectadas a um SEP de se manter em sincronismo em condições normais de operação e após estarem sujeitas a distúrbios. A estabilidade depende da capacidade de restauração do equilíbrio entre torque eletromagnético e mecânico de cada máquina síncrona do sistema. A instabilidade resultante pode ocorrer na forma de oscilações angulares crescentes em alguns geradores, levando a uma perda de sincronismo com outros geradores [1].

A estabilidade angular do rotor envolve o estudo das oscilações eletromecânicas inerentes a um SEP, que são influenciadas diretamente pela maneira como as saídas de potência das máquinas síncronas variam a medida que seus ângulos de rotor mudam. O mecanismo pelo qual máquinas síncronas interconectadas mantêm sincronismo umas com as outras se dá através de forças restauradoras, que agem sempre que existam forças que tendam a acelerar ou desacelerar uma ou mais máquinas em relação às demais. Em condições de regime permanente existe um equilíbrio entre a entrada de torque mecânico e a saída de potência elétrica de cada máquina, mantendo sua velocidade de eixo constante. Se o sistema é perturbado, o equilíbrio é desfeito

resultando em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas. Caso um gerador gire temporariamente com uma velocidade superior à de outra máquina, a posição angular de seu rotor relativa àquela da máquina mais lenta avançará. A diferença angular resulta numa transferência de parte da carga da máquina mais lenta para a mais rápida, baseado em suas relações potência-ângulo. Este efeito tende a reduzir a diferença de velocidade e, assim, a separação angular. Caso a separação angular atinja um certo limite, ela se dará acompanhada de uma transferência de carga menor, o que elevaria a separação angular e levaria o sistema à instabilidade. A estabilidade do sistema depende, então, de um desvio na posição angular dos rotores resultar em uma condição de sistema em que o mesmo possua torque restaurador suficiente. A perda de sincronismo pode ocorrer entre uma máquina e o restante do sistema ou entre grupos de máquinas, possivelmente com o sincronismo mantido dentro de cada grupo após a separação [42].

A mudança no torque elétrico de uma máquina síncrona após a ocorrência de um distúrbio pode ser separada em duas componentes: o torque sincronizante, que está em fase com a perturbação no ângulo do rotor, e o torque de amortecimento, que está em fase com o desvio de velocidade. A estabilidade depende da existência de ambas as componentes de torque para cada uma das máquinas síncronas do sistema. A falta de torque sincronizante suficiente resulta em um tipo de instabilidade aperiódica, ou não oscilatória, enquanto uma falta de torque de amortecimento suficiente resulta em instabilidade oscilatória.

É conveniente separar os problemas de estabilidade angular em duas subcategorias. A estabilidade angular para pequenos distúrbios, ou estabilidade em pequenos sinais, e a estabilidade angular para grandes distúrbios, ou estabilidade transiente. A estabilidade em pequenos sinais leva em consideração a ocorrência de perturbações de menor magnitude, de forma que a linearização das equações do sistema é possível para efeito de análise. Por outro lado, a estabilidade transiente está centrada na capacidade de um SEP de manter sincronismo quando submetido a uma perturbação transiente severa. A resposta resultante do sistema envolve grandes variações nos ângulos de rotor dos geradores e é influenciada pela relação não linear de potência-ângulo [2].

A estabilidade transiente depende tanto das condições iniciais de operação do sistema como da severidade da perturbação. Usualmente, a perturbação altera o sistema de tal forma que a operação pós-transitório em regime permanente será diferente da operação anterior à

perturbação. A instabilidade que ocorre tem uma característica aperiódica devido à insuficiência de torque sincronizante restaurador e é usualmente chamada de instabilidade de primeira oscilação (*first-swing*) [43]. A janela de tempo de interesse para estudos de estabilidade transiente é geralmente limitada em 3 s a 5 s após a ocorrência do distúrbio.

## 3.2 Avaliação da estabilidade transiente de SEP

No momento em que a estabilidade de sistemas elétricos passou a ser reconhecida com um problema a ser tratado, no começo do século passado, os sistemas eram constituídos, basicamente, de plantas geradoras remotas alimentando centros de carga através de longas distancias. Os problemas que surgiam naquele momento eram geralmente de natureza transiente, resultado de um torque sincronizante insuficiente no sistema. Embora novas formas de problemas de estabilidade tenham surgido, a estabilidade transiente ainda permanece como uma importante consideração a ser feita nas etapas de planejamento e operação do sistema elétrico. Nesta seção, serão apresentadas as principais ferramentas desenvolvidas ao longo dos anos para a avaliação da estabilidade transiente de um SEP e as ferramentas que serão utilizadas neste trabalho.

### 3.2.1 Método de integração numérica

Historicamente, os primeiros métodos de verificação da estabilidade transiente de SEP foram métodos de avaliação do sistema no domínio do tempo. Estes eram utilizados muito antes do aparecimento dos primeiros computadores. Ou seja, os cálculos de estabilidade, que geralmente envolviam versões simplificadas e de dimensões reduzidas das equações dinâmicas do sistema, eram feitos à mão para encontrar a resposta das equações de *swing* cuja resposta é a evolução do ângulo de rotor com o tempo [44].

A abordagem convencional no domínio do tempo avalia a robustez do sistema frente a uma perturbação ao resolver, passo a passo, as equações diferenciais e algébricas modeladas para o problema de estabilidade transiente que descrevem a trajetória das variáveis de estado do sistema ao longo do tempo. Tradicionalmente, algoritmos numéricos de integração no domínio do tempo são utilizados para obter a solução do sistema. Em poucas palavras, o processo se resume a transformar o sistema de equações diferenciais ordinárias em um conjunto de

equações algébricas a diferenças. Associando-se estas novas equações às equações algébricas que descrevem o comportamento do SEP, tem-se o modelo numérico que será resolvido para um determinado intervalo de tempo [45].

O sistema de equações diferenciais representa o comportamento dinâmico dos elementos do SEP, como as máquinas síncronas, sistemas de controle de excitação, governadores de velocidade, entre outros. O sistema de equações algébricas representa a modelagem estática do sistema elétrico como o seu fluxo de potência e cargas estáticas. A metodologia de resolução do modelo numérico pode ser classificada de acordo com o método de integração numérica adotado para as equações diferenciais e na estratégia de resolução do sistema de equações. Os métodos são classificados como explícitos ou implícitos conforme mantenham o passo de integração constante ou variável.

Atualmente, existem diversos programas de simulação no domínio do tempo para análise de transitórios que se utilizam de modelos do SEP e seus dispositivos com níveis de detalhamento variado. Eles se apresentam tanto como programas de uso geral para simulação dinâmica de sistemas, como também programas com modelos simplificados e para uso específico em um problema de estabilidade particular.

Alguns prós e contras do uso de métodos de análise no domínio do tempo são apresentados a seguir no Quadro 1 [45]. Pode-se afirmar que tal abordagem é definitivamente útil na análise da estabilidade transiente de sistemas, porém insuficiente.

Quadro 1 - Argumentos prós e contras para a utilização de simulação numérica para estabilidade transiente.

| Prós  | Contras  |
|---|--|
| Prover informação essencial acerca da evolução dinâmica com o tempo dos parâmetros de sistema                                 | Não conseguir prover uma ferramenta para descartar previamente perturbações desinteressantes e inofensivas   |
| Possibilidade de consideração de qualquer modelagem de sistema e cenário de estabilidade                                      | Não conseguir prover margens de estabilidade uteis para informar o quão distante do limite de instabilidade o sistema se encontra e, com isso, realizar uma análise de sensibilidade |
| Atingir o nível de precisão desejado desde que a modelagem do sistema foi feita corretamente e seus parâmetros são conhecidos | Não consegue prover diretrizes claras para o controle e otimização em tempo real da estabilidade do sistema  |
|   | Intensa carga computacional necessária para o calculo  |

Fonte: adaptada de [45]

### 3.2.2 Critério de áreas iguais e tempo crítico

O critério de áreas iguais é um método gráfico analítico que permite uma rápida verificação da estabilidade de sistemas no *first-swing* [46]. A aplicação do método é possível para apenas alguns casos [47], são eles:

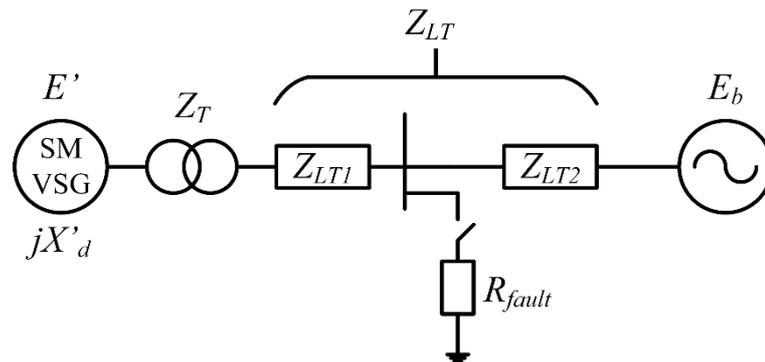
- i. Uma máquina síncrona conectada a um barramento infinito;
- ii. Duas máquinas síncronas de potência finita interconectadas;
- iii. Um sistema multimáquinas reduzido para um equivalente constituído de duas máquinas, caso em que o método é chamado de critério de áreas iguais estendido.

O sistema do primeiro caso é costumeiramente chamado de SMIB (*Single-Machine Infinite-Bus*) na literatura acadêmica.

Este método foi desenvolvido no começo do século XX, porém sua origem não é conhecida com exatidão. O método se baseia em conceitos de energia de aceleração e desaceleração, tendo sua análise baseada nas relações de potência-ângulo de máquinas síncronas conectadas ao SEP [42]. Uma vantagem para o critério de áreas iguais é que o seu uso elimina a necessidade de cálculo das curvas de oscilação do sistema, como nos métodos de integração numérica, reduzindo o esforço computacional requerido.

Para a aplicação do método, o gerador síncrono é modelado de acordo com seu modelo clássico (através de uma fonte de tensão constante atrás de sua reatância transiente) e o efeito do amortecimento na equação de *swing* é desprezado. O diagrama do sistema SMIB adotado nas análises deste trabalho a partir deste ponto seguirão o esquema apresentado na Figura 6.

Figura 6 - Esquemático do sistema SMIB adotado.



Fonte: elaborado pelo autor

Para o sistema em questão, a equação de oscilação em p.u é dada por

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (13)$$

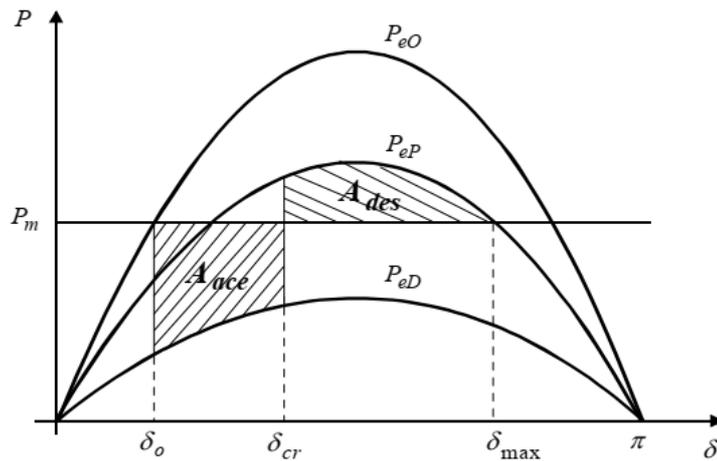
onde  $H$  é a constante de inércia da máquina,  $\omega_0$  é a velocidade angular síncrona,  $\delta$  é o ângulo de rotor,  $P_m$  é a potência mecânica no eixo,  $P_e$  é a potência elétrica de saída e  $P_a$  é a potência de aceleração da máquina.

Quando uma situação de curto circuito ocorre nos terminais da máquina síncrona ou em uma das linhas que interligam a barra de geração do sistema, a potência entregue pelo gerador é drasticamente reduzida. No entanto, a potência mecânica entregue ao eixo do gerador pela

turbina não consegue responder a essa redução com a mesma velocidade devido às constantes de tempo envolvidas no processo de regulação. Este desbalanço faz o rotor acelerar e armazenar um excesso de energia que, se mantido por muito tempo, fará o ângulo do rotor aumentar até a perda de sincronismo. Este ângulo máximo de rotor e o tempo necessário para o sistema em falta alcançá-lo são de extrema importância para o projeto e operação dos sistemas de proteção do SEP.

O critério de áreas iguais permite encontrar o ângulo crítico para a estabilidade e o tempo crítico para extinção da falta através da igualdade das equações de cálculo das áreas de aceleração e desaceleração [45], ilustradas no Gráfico 1.

Gráfico 1 - Curvas de potência x ângulo para o sistema.



Fonte: adaptado de [45].

As Eqs. (14-16) ilustram o cálculo das áreas de aceleração ( $A_{ace}$ ) e desaceleração ( $A_{des}$ ) do Gráfico 1 e a igualdade entre elas.

$$A_{ace} = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} [P_m - P_{eD}(\delta)] d\delta \quad (14)$$

$$A_{des} = \int_{\delta_{cr}}^{(\pi - \delta_p)} [P_{eP}(\delta) - P_m] d\delta \quad (15)$$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} [P_m - P_{eD}(\delta)]d\delta = \int_{\delta_{cr}}^{(\pi-\delta_P)} [P_{eP}(\delta) - P_m]d\delta \quad (16)$$

aonde  $\delta_P$  é o ângulo de equilíbrio estável pós-falta,  $\delta_{cr}$  é o ângulo crítico,  $P_{eD}$  é a curva de potência elétrica durante a falta,  $P_{eP}$  é a curva de potência elétrica pós-falta e  $P_{eO}$  é a curva de potência elétrica anterior à falta.

Sabendo que  $\delta_{max} = \pi - \delta_P$  e, substituindo as equações das potências  $P_{eD}$  e  $P_{eP}$  na Eq. (16), temos que

$$P_m(\delta_{cr} - \delta_0) - \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} P_{eDmax} \text{sen } \delta d\delta = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} P_{ePmax} \text{sen } \delta d\delta - P_m(\delta_{max} - \delta_{cr}) \quad (17)$$

Onde  $P_{eDmax} = E'E_b/X_{LTD}$  e  $P_{ePmax} = E'E_b/X_{LTP}$ , sendo  $X_{LTD}$  a reatância total entre a máquina e o barramento infinito no instante durante a falta e  $X_{LTP}$  a reatância total no instante posterior à falta. O ângulo  $\delta_0$  é o ângulo do sistema em regime permanente pré-falta e pode ser encontrado através da igualdade entre a potência mecânica  $P_m$  e a curva de potência-ângulo  $P_{eO}(\delta)$ . Através do desenvolvimento das integrais e isolando o ângulo crítico  $\delta_{cr}$ , o mesmo é calculado como a seguir

$$\delta_{cr} = \cos^{-1} \left[ \frac{P_m(\delta_{max} - \delta_0) + P_{ePmax} \cos \delta_{max} - P_{eDmax} \cos \delta_0}{P_{ePmax} - P_{eDmax}} \right] \quad (18)$$

Utilizando-se o ângulo crítico encontrado na Eq. (18) e, através de métodos de integração numérica para solução de equações diferenciais, é possível determinar o CCT do sistema através da solução do conjunto de equações eletromecânicas (1) e (2) para o sistema em situação de falta. Para isto, utiliza-se a equação de potência-ângulo para o sistema em falta na equação diferencial em (1), então, a equação diferencial é resolvida numericamente para encontrar a velocidade de rotor da MS em função do tempo de falta. Simultaneamente, a equação diferencial (2) é resolvida numericamente para encontrar a variação angular da MS ao longo do tempo para o sistema em falta. O CCT é determinado como sendo o tempo em que o ângulo de rotor atinge o valor de  $\delta_{cr}$  encontrado previamente pela Eq. (18).

### 3.2.3 Método direto da função de energia

Os métodos de verificação da estabilidade transiente baseados em integração numérica no domínio do tempo geralmente demandam um esforço computacional elevado, se tornando impraticável para sistemas reais com a quantidade de máquinas geralmente na casa das dezenas ou até centenas. Em uma situação aonde a segurança dinâmica do sistema é avaliada através da verificação da estabilidade para um número de distúrbios elevado, o uso de tal método se torna ainda menos vantajoso, especialmente em aplicações de tempo real. Por outro lado, a utilização do critério de áreas iguais tem um caráter mais didático, sendo pouco utilizado na prática para análise da estabilidade de sistemas. Com isso, métodos diretos baseados no segundo teorema de estabilidade de Lyapunov [48,49] começaram a ser utilizados a partir da segunda metade do século XX para análise de estabilidade transiente de sistemas. Assim como o critério de áreas iguais, o método baseado em Lyapunov não requer a resolução numérica das equações diferenciais que modelam o sistema.

O método de Lyapunov considera que um sistema é estável desde que a sua energia total seja sempre decrescente para todo instante de tempo. Desta forma, se a derivada no tempo da função de energia de um sistema for negativa para todo estado  $x$ , exceto pelo ponto de equilíbrio estável (PEE)  $x_e$ , a energia do sistema estará em contínuo decréscimo com o tempo até atingir o valor mínimo em  $x_e$ . Portanto, a utilização do método exige a escolha de uma função de Lyapunov  $V(x)$  apropriada, que deve seguir as seguintes condições [45]:

- a) A função deve ser definida positiva, exceto para o ponto de equilíbrio estável em que assume valor zero;
- b) A sua derivada com o tempo deve ser semi-definida negativa, com exceção para o PEE onde pode assumir valor zero.

Normalmente, a função de Lyapunov escolhida para a análise da estabilidade de SEP é a função que descreve a energia total do sistema, obtida através da integral de movimento do conjunto de equações de oscilação para um sistema multimáquinas. A avaliação da estabilidade utilizando-se o método direto baseado em Lyapunov, ou método da função energia transiente TEF (*Transient Energy Function*), envolve três fases distintas [47]:

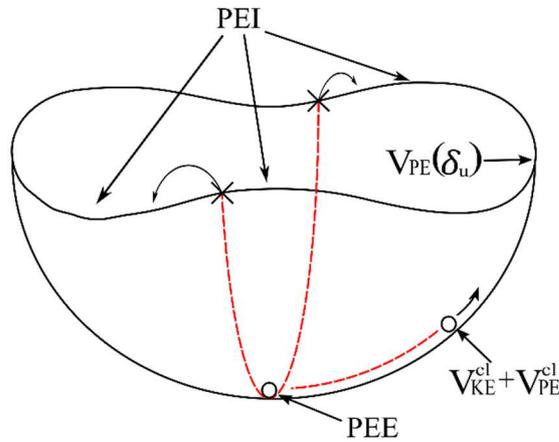
1. Construção da função energia do sistema para a configuração pós-falta do sistema;

2. Determinação de uma região de estabilidade, ou região de atração, em torno do ponto de equilíbrio estável do sistema;
3. Verificação da estabilidade no momento da extinção da falta, calculando o valor da função energia nesse ponto e comparando com um valor de energia crítica determinada pelo passo 2.

Se o valor da função energia do sistema no instante da eliminação da falta for superior ao valor da função no ponto crítico do sistema  $V_{PE}(\delta_u)$ , ou ponto de equilíbrio instável (PEI), o sistema é dito instável. Em caso contrário, a energia transiente do sistema não atingirá o valor crítico e o sistema será julgado estável. O procedimento para encontrar o PEI que será utilizado para o cálculo da energia crítica é a etapa de maior importância para a avaliação da estabilidade do sistema. Alguns métodos podem ser citados como referência para a determinação do PEI, como o método PEBS [50], o método do PEI mais próximo [51], o método do PEI de controle (BCU) [52], entre outros [53–55].

Para uma melhor compreensão da utilização do método da função energia para a análise da estabilidade transiente, é comum abordar o problema como ilustrado na Figura 7. A figura ilustra uma esfera se movimentando no interior de uma tigela. A medida em que a esfera é sujeita a uma injeção de energia cinética, a mesma desenvolverá um movimento de saída do PEE em que a mesma se encontrava. Caso a esfera não seja capaz de converter toda sua energia cinética antes de atingir a borda da tigela, ela não mais retornará a uma posição de equilíbrio no interior da tigela e o sistema é dado como instável. Caso toda a energia cinética da esfera seja convertida antes de atingir a borda, então a esfera retornará para uma nova posição de equilíbrio, e o sistema é dado como estável após o distúrbio. A analogia com a estabilidade transiente de sistemas elétricos é feita considerando a esfera como sendo um gerador que ganha energia cinética ( $V_{KE}^{cl}$ ) e potencial ( $V_{PE}^{cl}$ ) em seu rotor através da aceleração imposta durante uma falta no sistema.

Figura 7 - Descrição visual do conceito energético do método direto baseado em Lyapunov.



Fonte: elaborada pelo autor

A borda da tigela é chamada de Superfície Limítrofe de Energia Potencial (SLEP) e é composta de um conjunto de PEI do sistema. Após a extinção da falta, o sistema pós-falta deve ser capaz de absorver a energia cinética excedente para que o sistema possa operar em um novo PEE. Em resumo, a descrição acima nos dá uma noção simplificada do que é o problema da estabilidade transiente do ponto de vista energético.

Para os propósitos deste trabalho, a formulação da função da energia para um sistema SMIB será apresentada a seguir [47]. O cálculo da margem de estabilidade do sistema será apresentado como métrica quantitativa que será utilizada no estudo de caso que será realizado.

Utilizando a modelagem clássica de sistemas de energia, a representação de um sistema SMIB assume a forma ilustrada na Figura 6. As equações de movimento em p.u. para o gerador síncrono conectado ao barramento infinito são definidas nas Eqs. (20) e (21), aonde  $P_e$  é a saída de potência elétrica da máquina síncrona e é definida em (22).

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (20)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega \quad (21)$$

$$P_e = C \sin \delta - D \cos \delta \quad (22)$$

Nas Eqs. (20-22),  $C$  e  $D$  são variáveis do sistema dependentes da tensão induzida, resistências e reatâncias do sistema.

Associando as Eqs. (20) e (21) e substituindo a Eq. (22) na equação resultante, temos a equação de oscilação de segunda ordem para a MS, ilustrada em (23).

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - C \sin \delta - D \cos \delta \quad (23)$$

A equação da energia é derivada e tem a forma da Eq. (24). Os detalhes da formulação da TEF para sistemas SMIB e também para sistemas multimáquinas podem ser encontrados em [1,47,56–58].

$$V(\omega, \delta) = \frac{2H\omega_0\omega^2}{2} - P_m(\delta - \delta_s) - C(\cos \delta - \cos \delta_s) + \int_{\delta_s}^{\delta} D \cos \delta d\delta \quad (24)$$

A TEF pode ser dividida em parcelas de energia que podem ser fisicamente interpretadas da seguinte maneira:

- $\frac{2H\omega_0\omega^2}{2}$ : variação da energia cinética no rotor do gerador;
- $P_m(\delta - \delta_s)$ : variação da energia potencial no rotor do gerador;
- $C(\cos \delta - \cos \delta_s)$ : variação na energia magnética armazenada;
- $\int_{\delta_s}^{\delta} D \cos \delta d\delta$ : variação na energia dissipada no sistema.

Desconsiderando-se as condutâncias de transferência do sistema, a TEF assume a forma da Eq. (25).

$$V(\omega, \delta) = \frac{2H\omega_0\omega^2}{2} - P_m(\delta - \delta_s) - P_{fault}^{max}(\cos \delta - \cos \delta_s) \quad (25)$$

aonde  $P_{fault}^{max}$  é a máxima potência transferida entre o gerador e o barramento infinito no sistema pós-falta.

Deve-se observar que a função da energia é sempre construída para as condições de equilíbrio do sistema pós-falta. O ângulo de referência  $\delta_s$  da função de energia diz respeito ao PEE e, para o sistema SMIB, pode ser calculado de acordo com a Eq. (26).

$$\delta_s = \sin^{-1} \left( \frac{P_m}{P_{e_{pre-fault}}^{max}} \right) \quad (26)$$

aonde  $P_{e_{pre-fault}}^{max}$  é a máxima potência transferida entre o gerador e o barramento infinito no sistema pré-falta, calculada em (27).

$$P_{e_{pre-fault}}^{max} = \frac{E' E_b}{X_T} \quad (27)$$

aonde  $E'$  é a tensão interna do gerador,  $E_b$  é a tensão do barramento infinito e  $X_T$  é a soma das reatâncias entre o gerador e o barramento infinito (incluindo a reatância transiente de eixo direto da máquina).

O PEI mais próximo fornece uma estimativa para a estabilidade do sistema. A energia potencial atinge seu valor máximo no PEI enquanto é nula para o PEE. No momento da extinção da falta no sistema, a energia assume parcelas cinética e potencial dadas pela Eq. (28).

$$V^{cl}(\omega_{cl}, \delta_{cl}) = V_{KE}^{cl} + V_{PE}^{cl} \quad (28)$$

aonde o termo  $V_{KE}^{cl}$  corresponde à energia cinética dada pelo primeiro termo da Eq. (25) e  $V_{PE}^{cl}$  corresponde à soma das parcelas de energia potencial, ambos calculados no momento de extinção da falta caracterizado pela velocidade e ângulo de rotor neste instante,  $\omega_{cl}$  e  $\delta_{cl}$ .

Para que o sistema seja estável, a energia potencial no PEI deve ser superior à energia total no momento da extinção da falta, ou seja, superior a  $V^{cl}$ . Em outras palavras, a diferença entre a energia potencial no PEI e a energia potencial pós-falta  $V_{PE}^{cl}$  deve ser superior ao excesso de energia cinética injetada no sistema para que o mesmo seja capaz de absorvê-la.

$$V^{cl}(\omega_{cl}, \delta_{cl}) = V_{KE}^{cl} + V_{PE}^{cl} < V_{PE}(\delta_u) \quad (29)$$

Este conceito de estabilidade abre a possibilidade para que uma métrica que represente o grau de estabilidade do sistema seja formulada. O TSI indica se o sistema é estável e também a

capacidade do sistema de absorver energia transiente além do necessário, ou seja, o nível da estabilidade do sistema. O TSI (do inglês *Transient Stability Index*) é calculado como mostrado na Eq. (30) [5].

$$TSI = \frac{V_{PE(\delta_u)} - V^{cl}(\omega_{cl}, \delta_{cl})}{V_{PE(\delta_u)}} \times 100\% \quad (30)$$

aonde  $V_{PE(\delta_u)}$  é a energia potencial do sistema no PEI, que pode ser calculada como a soma das parcelas de energia potencial da Eq. (25) para o ângulo de rotor  $\delta_u$  correspondente ao PEI, que é encontrado analiticamente para um sistema SMIB em (31).

$$\delta_u = \pi - \delta_s \quad (31)$$

Um valor de TSI positivo indica que o sistema é estável, caso negativo indica que o sistema é instável. O valor em porcentagem indica a capacidade de absorção extra da energia crítica em caso estável, ou quantidade de energia a mais que deveria ser absorvida para tornar o sistema estável em caso de instabilidade.

### 3.2.4 Métodos híbridos

Os métodos híbridos de análise da estabilidade transiente de sistemas têm como característica principal a utilização combinada de técnicas de simulação no domínio do tempo com os métodos diretos. Com isto, os métodos híbridos são capazes de combinar as vantagens de ambos os métodos. Eles possuem a flexibilidade da modelagem dos componentes do sistema permitida pelos métodos de integração numérica combinada com a velocidade e grande quantidade de informação produzida pelos métodos diretos [45,59].

Existem dois tipos principais de métodos híbridos. Um dos tipos utiliza o sistema sem qualquer tipo de simplificação e seu princípio de aplicação se baseia na utilização de simulações numéricas para encontrar a trajetória do sistema durante a execução da falta para, então, calcular os valores da função energia e derivar índices de estabilidade apropriados [60–62]. Um segundo tipo de método híbrido existente se baseia na utilização de simulações numéricas em conjunto com o critério de áreas iguais estendido [63] para avaliar a estabilidade transiente de sistemas multimáquinas [64–66].

### 3.2.5 Técnicas de inteligência artificial

Recentemente, novas formas de verificação da estabilidade transiente de SEP têm surgido com o objetivo específico de facilitar a análise da estabilidade em tempo real, ou seja, durante a operação do sistema. A verificação da estabilidade em tempo real possibilitaria ao operador do sistema a visualização da condição de estabilidade a qualquer instante, podendo inclusive atuar imediatamente para melhorar a margem de estabilidade ou mesmo realizar uma sintonia fina dos dispositivos de proteção. Algumas técnicas baseadas em métodos de aprendizagem de máquinas e inteligência artificial começaram a surgir na literatura a partir do final da década passada. Métodos como as árvores de decisão [67–69], reconhecimento de formas [70–72] e redes neurais [73–75] surgem como alternativas para o estudo da estabilidade de sistemas. Algumas vantagens podem ser citadas em relação aos métodos tradicionais determinísticos como: grande potencial para interpretação dos distúrbios em análise, elevada eficiência computacional para aplicações em tempo real e a flexibilidade na gestão de incertezas [45].

### 3.3 Estabilidade transiente e dispositivos chaveados

Com o aparecimento de novas tecnologias para o controle e mitigação de problemas no SEP, sendo grande parte destes baseados no já estabelecido conhecimento de eletrônica de potência em dispositivos chaveados, como os dispositivos FACTS (do inglês *Flexible AC Transmission System*), surgiram também questionamentos em relação ao comportamento de tais elementos quando inseridos no SEP frente aos problemas de estabilidade já mencionados. Especialmente no que tange à estabilidade transiente, esta preocupação é justificada uma vez que a janela de tempo na qual o controle destes dispositivos atua os permite contribuir para o benefício do sistema ou não.

Devido a isto, no início da década de 90 surge um esforço para incluir nos métodos de verificação de estabilidade transiente o comportamento destes novos dispositivos. De um lado, uma parcela dos pesquisadores trabalhou de forma a incorporar as características destes dispositivos à formulação da função energia na aplicação do método direto baseado em Lyapunov. Um exemplo deste esforço pode ser encontrado em [76–79].

Enquanto alguns abordavam a inclusão de dispositivos chaveados à análise da estabilidade transiente, outros pesquisadores passaram a propor novas técnicas de controle e a utilização

especifica de alguns dispositivos para melhorar a estabilidade do SEP. Dispositivos como o SVC (do inglês *Static VAR Compensator*), TCSC (do inglês *Thyristor Controlled Series Capacitor*), STATCOM (do inglês *Static Synchronous Compensator*), e outros foram discutidos para a melhoria da estabilidade de sistemas. Análises foram feitas como a viabilidade da utilização de tais dispositivos para este fim, a otimização do posicionamento dos dispositivos para a melhor contribuição para a estabilidade, novas estratégias de controle que melhorassem a característica de estabilização destes dispositivos, entre outras [80–82].

Desde a idealização do VSG há 10 anos atrás como proposta para o controle de inversores na geração distribuída, ainda não se sugere a sua utilização em plantas não-rotacionais de grande porte para sanar o problema que surgiria na estabilidade angular de sistemas dominados por estas fontes. Porém, com o rápido aparecimento destas unidades de geração, especialmente as plantas fotovoltaicas de grande porte, surge a necessidade de avaliar cuidadosamente a maneira com que tais plantas são interligadas ao sistema. Assim como foi com o aparecimento dos dispositivos FACTS, é necessário que seja feito um devido estudo do comportamento do VSG em um cenário de grande porte para a estabilidade angular do sistema.

### **3.4 Conclusão**

Neste capítulo, apresentou um levantamento dos principais problemas de estabilidade de SEP e sua classificação de acordo com a literatura atual. A estabilidade transiente, que é o foco deste trabalho, foi discutida e os principais métodos para a avaliação da estabilidade transiente de um sistema foram mostrados. Com isso, a partir das métricas de tempo crítico de extinção de falta e da margem de estabilidade definida pelo TSI, a seção seguinte realizará um estudo de caso para avaliar a contribuição do VSG para a estabilidade do sistema e a utilização destas métricas será discutida.

## 4 ESTUDO DE CASO: SISTEMA SMIB COM VSG

No Capítulo 2, foram apresentadas algumas das principais implementações de VSGs existentes na literatura. Para que o VSG se apresente como uma estratégia de controle viável para aplicações de grande porte em sistemas elétricos é necessário que se garanta, entre outras coisas, a sua devida contribuição para a estabilização do sistema, especialmente, a estabilidade angular. No Capítulo 3, alguns métodos tradicionais para a verificação da estabilidade transiente em SEP foram apresentados, assim como as tendências que se apresentam, como os métodos híbridos e as técnicas de aprendizado de máquinas que estão sendo aplicadas em estudos de estabilidade. A proposta deste trabalho é provar que alguns dos métodos para verificação da estabilidade transiente de SEP na presença de máquinas síncronas tradicionais também podem ser aplicados a sistemas na presença de VSGs sem que muitas alterações e considerações precisem ser feitas. Desta forma, o procedimento de planejamento da inserção destes VSGs no sistema seria facilitado e também abriria a possibilidade para a aplicação do conceito de controle de parâmetros adaptativos ao VSG de grande porte, tendo em vista a estabilidade transiente de um sistema amplo como objetivo a ser otimizado.

Neste capítulo, um estudo de caso será apresentado para validar a utilização de uma formulação híbrida para análise da estabilidade transiente em sistemas com a presença de VSGs, juntamente com a verificação da contribuição de VSGs para a estabilidade do sistema através da análise do tempo crítico de falta. Primeiramente, a formulação híbrida adotada será descrita e os passos adotados para o cálculo das métricas de estabilidade serão discutidos. No capítulo, a modelagem de VSG que será utilizada é apresentada, juntamente com a topologia do conversor de potência que receberá a aplicação do controle VSG. A verificação da estabilidade transiente será feita em um sistema SMIB com uma máquina síncrona e com um VSG, de forma que os resultados para os indicadores em ambos os casos possam ser comparados. Por fim, os resultados obtidos serão discutidos para avaliar a viabilidade da utilização da formulação híbrida adotada e a viabilidade do VSG neste tipo de aplicação e sua contribuição para a estabilidade transiente de sistemas.

## 4.1 O método híbrido adotado

Como dito anteriormente na Seção 3.2.4, os métodos híbridos oferecem a flexibilização da modelagem de dispositivos da simulação no domínio do tempo juntamente com o reduzido custo computacional e a grande quantidade de informação gerada pelos métodos diretos. Neste trabalho, um método híbrido baseado na utilização em conjunto do método da função energia com simulações computacionais será utilizado.

A função energia terá o mesmo formato da apresentada na Eq. (25), que foi derivada para um sistema SMIB com uma máquina síncrona convencional. O software EMTDC/PSCAD foi adotado para a realização das simulações numéricas. A premissa do método híbrido se baseia na utilização da simulação computacional para determinar o estado do sistema no instante da extinção da falta e, conseqüentemente, utilizar este estado para obter o valor da função energia neste instante. A partir da comparação deste valor com o valor da função energia para o ponto de equilíbrio instável determinado analiticamente pela Eq. (31), é possível obter a informação da margem de estabilidade do sistema representado pelo cálculo do TSI descrito pela Eq. (30).

Em paralelo ao método híbrido utilizado, o tempo crítico de extinção de falta baseado no critério de áreas iguais será calculado para cada cenário de simulação, utilizando-se a Eq. (18) e o método de Runge-Kutta de 4ª ordem para resolução numérica das equações diferenciais (1) e (2).

## 4.2 Desenvolvimento do VSG

### 4.2.1 Modelagem de máquina adotada no VSG

É possível mostrar que mesmo uma modelagem de baixa ordem, ou mesmo apenas a aplicação do equacionamento mecânico da máquina no controle do conversor seria capaz de produzir resultados satisfatórios, uma vez que a função energia utilizada no método híbrido adotado e o cálculo do tempo crítico, a partir do critério de áreas iguais, são derivados apenas da equação de oscilação eletromecânica do sistema. No entanto, para que uma máxima fidelidade de reprodução do comportamento do conversor frente à MS seja obtida, um modelo de alta ordem será utilizado na implementação do gerador virtual neste trabalho. Desta forma, o modelo de

máquina implementado será composto não apenas das equações de movimento (1) e (2), mas também de equações adicionais, que tem por objetivo a representação do comportamento do fluxo nos enrolamentos da MS. O modelo adotado possui 4 equações diferenciais adicionais para este propósito, além das duas equações de movimento já apresentadas sendo, portanto, nomeado de modelo de sexta ordem. As Eqs. (3-6) completam o conjunto de equações diferenciais da modelagem de máquina adotada. As Eqs. (7) e (8) são empregadas para o cálculo da tensão terminal de saída da MS enquanto a Eq. (9) é utilizada para o cálculo da potência elétrica de saída para realimentação na equação de oscilação do modelo em (1). As equações apresentadas são aplicadas juntamente ao esquemático de aplicação sugerido na Figura 2.

#### 4.2.2 Controles adicionais de tensão e frequência

Para a inicialização e operação em regime permanente pré-falta da MS e do VSG no software PSCAD, são necessários controles de tensão e frequência adicionais como descritos na Seção 2.1.1. Estes controles adicionais são responsáveis por realizar o sincronismo da máquina com o sistema através das entradas de potência mecânica e tensão de excitação de campo no modelo ilustrado no conjunto de equações adotado na seção anterior. Para efeito da análise da estabilidade transiente, estes controles são retirados da operação da máquina no instante imediatamente anterior à falta e no pós-falta, mantendo os valores de  $P_m$  e  $E_{fd}$  constantes e iguais aos valores no instante pré-falta. Desta forma, apenas a dinâmica da constante inércia virtual do conversor é levada em consideração na determinação do tempo crítico do sistema e das margens de estabilidade.

O modelo de regulador de velocidade adotado neste trabalho é baseado em um controlador proporcional *droop* definido pela Eq. (32) [29].

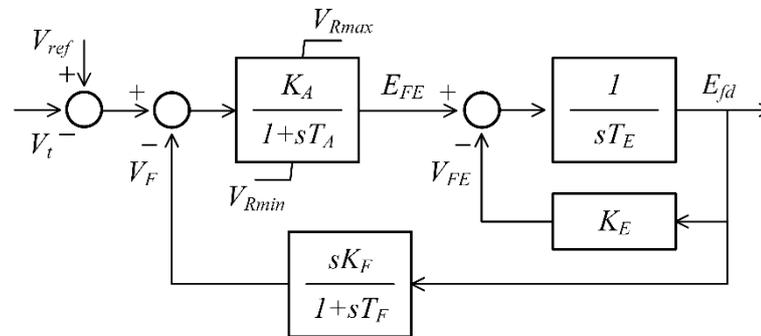
$$P_m = P_{Ref} + D_p f_n (1 - \omega) \quad (32)$$

aonde  $P_{Ref}$  é a potência desejada de saída para a modelagem de máquina,  $f_n$  é a frequência nominal do sistema em Hz,  $\omega$  é a velocidade do rotor da MS obtido da equação de swing e  $D_p$  é o ganho *droop* de regulagem de frequência.

O controle de tensão utilizado é baseado no modelo de sistema de excitação DC1A definido em [83]. Algumas simplificações são feitas, como a retirada dos limitadores de sobre e sub excitação e a desconsideração da saturação do modelo de excitatriz. O sistema, então, é

composto apenas do bloco regulador de tensão, malha de *feedback* e modelo de excitatriz simplificada. O controle de excitação utilizado está ilustrado na Figura 8.

Figura 8 - Diagrama do sistema de excitação DC1A modificado utilizado



Fonte: elaborada pelo autor.

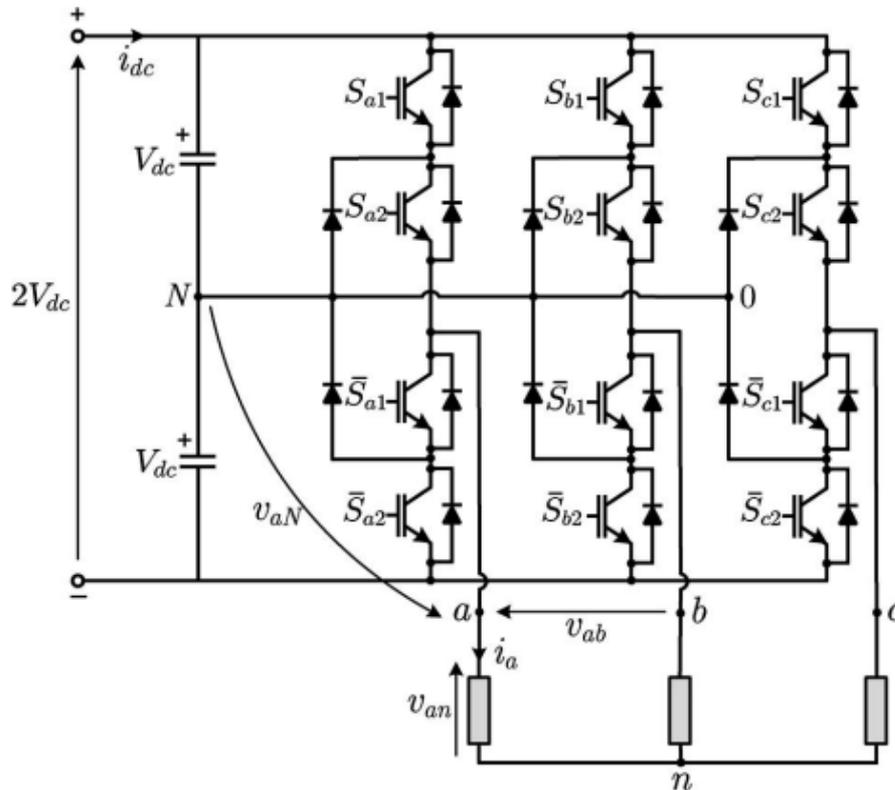
Onde  $T_A$  é a constante de tempo do regulador de tensão,  $K_A$  é o ganho do regulador de tensão,  $V_{Rmax}$  e  $V_{Rmin}$  são os limites do regulador,  $V_{ref}$  é a referência de tensão terminal,  $V_t$  é a tensão terminal medida da MS ou VSG,  $T_F$  e  $K_F$  são a constante de tempo e ganho da malha de realimentação negativa. A excitatriz é representada por um sistema de atraso de primeira ordem onde  $T_E$  e  $K_E$  são sua constante de tempo e ganho respectivamente.

### 4.2.3 Topologia do conversor de potência

Em aplicações de média e alta tensão, o clássico inversor de dois níveis VSI (*Voltage-Source Inverter*) não se apresenta mais como solução viável devido ao limite de tensão das chaves semicondutoras convencionais. Para altos níveis de tensão e potência, os conversores VSI multinível são mais utilizados devido a sua característica de redução do *stress* de tensão nas chaves semicondutoras e maior eficiência, juntamente a uma redução do nível harmônico no ponto de acoplamento comum do sistema, adotando-se uma estratégia de modulação PWM adequada [84]. Uma das topologias existentes para contornar estas limitações é o conversor multinível do tipo NPC (*Neutral Point Clamped*). A topologia básica do NPC é uma composição VSIs tradicionais de dois níveis agrupados com algumas pequenas modificações. A barra negativa de um conversor é conectada à barra positiva do outro conversor para formar a saída da fase do novo conversor, enquanto as saídas de fase dos conversores originais são conectadas através de diodos grampeadores para formar o ponto neutro, dividindo a tensão do elo CC. A topologia descrita pode ser observada na Figura 9. Com isto, cada chave deve bloquear apenas uma parcela da tensão total do conversor; portanto, com a mesma

tecnologia de semicondutor, o nível de potência do conversor pode ser multiplicado. Por fim, o ponto neutro permite a geração de um nível nulo de tensão, aumentando em mais um nível de tensão que o conversor é capaz de sintetizar [85].

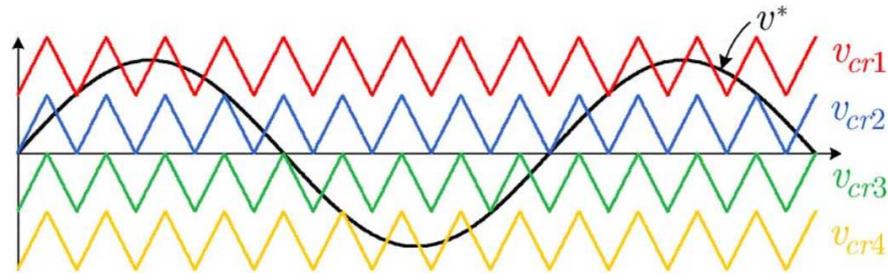
Figura 9 - Topologia clássica de um conversor NPC de 3 níveis.



Fonte: [85].

Para a implementação da parte de potência do VSG, um conversor NPC (*Neutral Point Clamped*) de 5 níveis é escolhido, juntamente a uma estratégia de modulação PD (*Phase Disposition*). A estratégia de modulação PD é uma modulação PWM do tipo deslocamento de nível (do inglês *Level-Shifted PWM* - LS-PWM) que se caracteriza por ter as portadoras com mesma amplitude e frequência, mas com diferentes níveis de offset [86]. Na técnica PD, as portadoras apresentam o mesmo ângulo de fase. A estratégia PD apresenta a melhor performance harmônica para conversores NPC de 5 níveis trifásicos dentre as estratégias de modulação LS-PWM, como apresentado em [87,88]. Na Figura 10, ilustra-se a estratégia de chaveamento adotada.

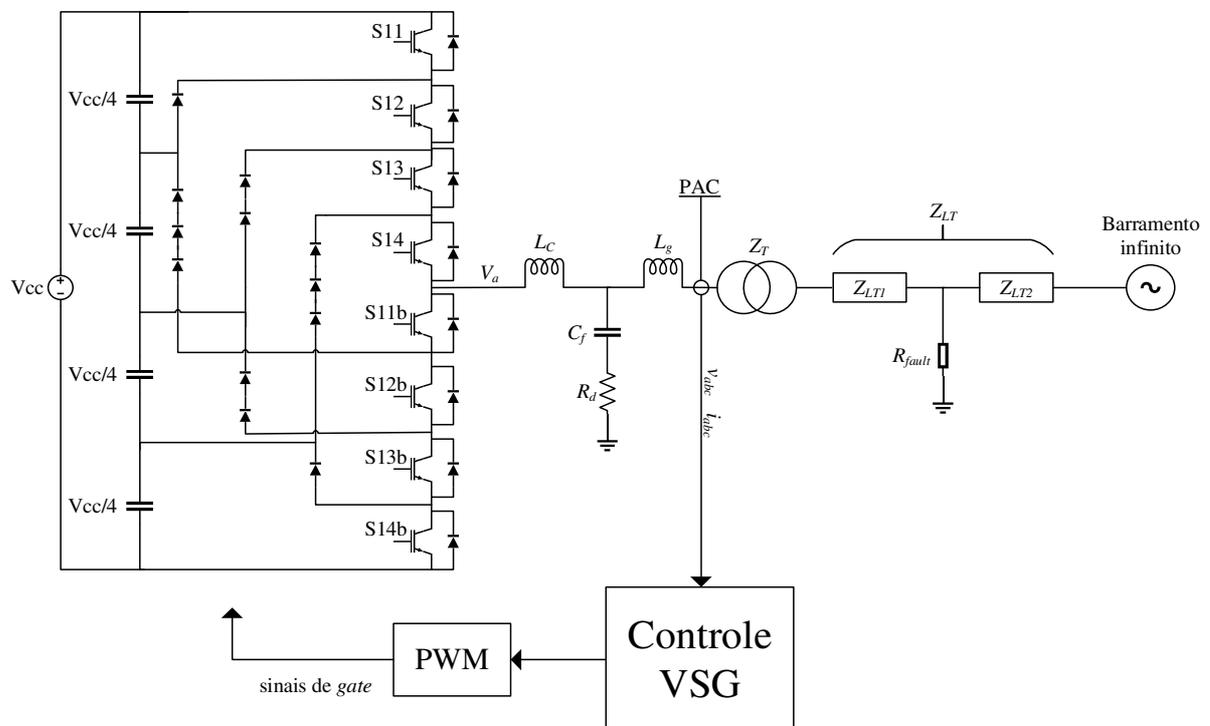
Figura 10 - Estratégia de chaveamento PWM do tipo PD.



Fonte: [85].

Na Figura 11, ilustra-se a configuração final do sistema que será utilizado nas simulações das Seções 4.4 e 5 seguintes. A Figura 11 ilustra apenas a representação monofásica do sistema devido ao tamanho elevado do sistema completo trifásico com a inclusão do conversor de 5 níveis. A metodologia de simulação utilizada para atingir o objetivo deste trabalho é explicada na Seção 4.3.

Figura 11 - Representação monofásica do sistema para simulação.



Fonte: elaborada pelo autor.

### 4.3 Procedimentos e parâmetros de simulação

Um sistema SMIB, como o mostrado na Figura 6, é proposto e os seus parâmetros de simulação estão dispostos na Tabela 1. Para a filtragem dos ruídos de chaveamento na saída do conversor NPC de 5 níveis, um filtro com a topologia LCL foi projetado de acordo com os procedimentos expostos em [89] e seus parâmetros se encontram na Tabela 1. O sistema SMIB em questão foi simulado para dois casos. O primeiro considerando uma MS tradicional conectada ao barramento infinito e o segundo considerando o VSG proposto conectado ao mesmo sistema. Cada um dos casos é simulado para seis cenários diferentes caracterizados por níveis distintos de despacho de potência da máquina para o sistema e distância da falta para as máquinas. Os CCTs, para cada cenário em cada caso, são obtidos através de simulação. Uma comparação entre os CCT obtidos para as simulações da MS e do VSG é feita e os resultados são analisados.

A validação da utilização das métricas propostas se dará pela equivalência entre resultados entre MS e VSG; portanto, os parâmetros utilizados para a modelagem de ambos como as reatâncias, resistência de armadura, constantes de tempo e constante de inercia serão adotados de forma igual. Estes parâmetros podem ser vistos na Tabela 2. Assim como os parâmetros de máquina utilizados, os mesmos parâmetros são escolhidos para os controles adicionais, AVR e *Governor*. Os parâmetros dos controles adicionais são mostrados na Tabela 3.

Tabela 1 - Parâmetros de simulação do sistema SMIB e filtro LCL.

| <b>Parâmetro</b>                   | <b>Símbolo</b> | <b>Valor</b>   | <b>Unidade</b> |
|------------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Potência base (MS e VSG)           | $S_g$          | 100            | MVA            |
| Tensão base (MS e VSG)             | $V_g$          | 18             | kV             |
| Transformador                      | —              | 18/230         | kV             |
| Potência nominal do trafo          | $S_T$          | 100            | MVA            |
| Impedância do trafo                | $Z_T$          | $0.009 + j0.1$ | p.u.           |
| Impedância de linha                | $Z_{LT}$       | $0.0 + j0.4$   | p.u.           |
| Resistência de falta               | $R_{Fault}$    | $1e-5$         | p.u.           |
| Indutância lado da rede - LCL      | $L_g$          | 0.14376        | mH             |
| Indutância lado do conversor - LCL | $L_c$          | 0.9531         | mH             |
| Capacitância - LCL                 | $C_f$          | 40.935         | uF             |
| Resistência - LCL                  | $R_d$          | 0.5816         | $\Omega$       |

Tabela 2 - Parâmetros de máquina usados no VSG e MS.

| Parâmetro  | Símbolo    | Valor | Unidade |
|--|------------|-------|---------|
| Resistência de armadura                              | $R_a$      | 0.002 | p.u.    |
| Reatância de eixo d                                  | $X_d$      | 0.92  | p.u.    |
| Reatância transiente de eixo d                       | $X'_d$     | 0.3   | p.u.    |
| Reatância subtransiente de eixo d                    | $X''_d$    | 0.22  | p.u.    |
| Reatância de eixo q                                  | $X_q$      | 0.504 | p.u.    |
| Reatância transiente de eixo q                       | $X'_q$     | 0.201 | p.u.    |
| Reatância subtransiente de eixo q                    | $X''_q$    | 0.132 | p.u.    |
| Reatância transiente de circuito aberto de eixo d    | $T'_{do}$  | 5.2   | s       |
| Reatância transiente de circuito aberto de eixo q    | $T'_{qo}$  | 0.85  | s       |
| Reatância subtransiente de circuito aberto de eixo d | $T''_{do}$ | 0.029 | s       |
| Reatância subtransiente de circuito aberto de eixo q | $T''_{qo}$ | 0.034 | s       |

Tabela 3 - Parâmetros do AVR e Regulador de velocidade.

| Parâmetro                                    | Símbolo   | Valor | Unidade |
|--|-----------|-------|---------|
| Ganho droop de frequência                    | $D_P$     | 2.0   | —       |
| Frequência nominal de rede                   | $f_n$     | 60.0  | Hz      |
| Referência de tensão                         | $V_{Ref}$ | 1.0   | p.u.    |
| Ganho do regulador de tensão                 | $K_A$     | 100.0 | p.u.    |
| Constante de tempo do regulador de tensão    | $T_A$     | 0.001 | s       |
| Ganho da malha de realimentação              | $K_F$     | 0.001 | p.u.    |
| Constante de tempo da malha de realimentação | $T_F$     | 0.1   | s       |
| Ganho da excitatriz                          | $K_E$     | 1.0   | p.u.    |
| Constante de tempo da excitatriz             | $T_E$     | 0.1   | s       |

O valor do CCT calculado foi inicialmente validado através de simulações realizadas no PSAT (do inglês *Power System Analysis Toolbox*) [90], uma ferramenta de código aberto desenvolvida em MATLAB para simulações de fluxo de potência e análise de transitórios em sistemas de potência. Uma vez validados os tempos críticos calculados, o sistema foi modelado e simulado no PSCAD.

No PSCAD, o sistema é inicializado com as máquinas já conectadas e um tempo é dado para que o sistema possa ultrapassar o transitório de sincronização e atingir o regime permanente. Em 7,5 s de simulação, um curto circuito trifásico para o neutro é aplicado. Neste instante, a ação dos controles adicionais é suprimida e as variáveis de tensão de excitação de campo e potência mecânica  $E_{fd}$  e  $P_m$  são mantidos iguais aos valores em regime. A simulação é repetida algumas vezes para cada caso até que o CCT simulado seja encontrado.

O CCT teórico é calculado a partir das Eqs. (18) e (19) utilizando o valor de  $\delta_0$  calculado a partir das informações contidas nas Tabela 1 e Tabela 2. Nos casos em que o TSI é calculado, o procedimento de cálculo consiste em encontrar o PEE definido por  $\delta_s$  através das Eqs. (26) e (27) e o PEI definido por  $\delta_u$  através da Eq. (31). Após o cálculo de  $\delta_u$ , a energia potencial do PEI pode ser calculada utilizando-se a Eq. (25) e considerando  $\omega = 0$ . O valor de  $Pe_{fault}^{max}$  é definido como o máximo valor de potência ativa registrado no instante pós-falta da simulação. O ângulo interno da máquina e sua velocidade de rotor no momento da extinção da falta são lidos e a energia transiente no momento da extinção da falta para um tempo  $t_{cl}$  qualquer é calculada através da Eq. (25) completa. O TSI é então calculado através da Eq. (30).

#### 4.4 Resultados de simulação e análise

Os cenários simulados e seus respectivos CCT calculados e encontrados por simulação estão resumidos na Tabela 4. Analisando apenas os valores de CCT encontrados é possível verificar que o VSG se mantém em sincronia com o sistema para tempos máximos de duração da falta muito próximos aos observados na MS tradicional. A última coluna da Tabela 4 mostra a diferença percentual encontrada entre os valores de tempo crítico obtidos das simulações para a máquina síncrona e o VSG no PSCAD. A diferença percentual é calculada utilizando-se a Eq. (33). Pode-se observar que a maior diferença encontrada entre os cenários é de 5,785%, que demonstra uma boa proximidade entre a estabilidade de ambos os sistemas.

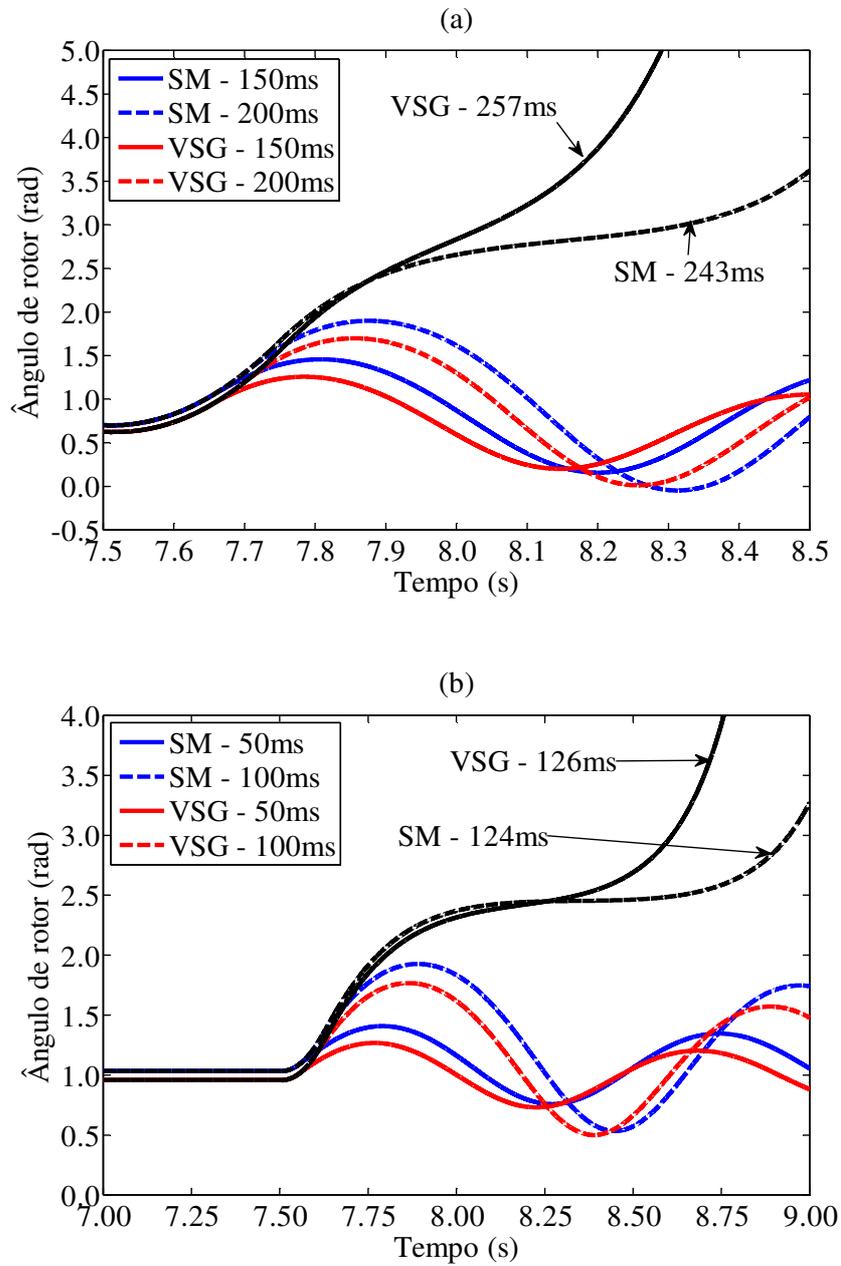
Tabela 4 - Cenários simulados e valores de CCT obtidos.

| Cen. | $P_{Ref}$<br>(p.u.) | $Z_{LT1}$<br>(p.u.) | $Z_{LT2}$<br>(p.u.) | Calculado | CCT (s) |       |       | $\Delta(\%)$<br>(VSG/MS) |
|------|---------------------|---------------------|---------------------|-----------|---------|-------|-------|--------------------------|
|      |                     |                     |                     |           | PSAT    |       | PSCAD |                          |
|      |                     |                     |                     |           | MS      | MS    | VSG   |                          |
| 1    | 1.0                 | 0.0                 | j0.2                | 0.174     | 0.178   | 0.181 | 0.189 | 4.419                    |
| 2    | 0.8                 | 0.0                 | j0.2                | 0.240     | 0.217   | 0.242 | 0.256 | 5.785                    |
| 3    | 0.5                 | 0.0                 | j0.2                | 0.391     | 0.345   | 0.392 | 0.392 | 0.000                    |
| 4    | 1.0                 | j0.2                | j0.2                | 0.098     | 0.121   | 0.123 | 0.125 | 1.626                    |
| 5    | 0.8                 | j0.2                | j0.2                | 0.174     | 0.168   | 0.183 | 0.188 | 2.732                    |
| 6    | 0.5                 | j0.2                | j0.2                | 0.329     | 0.321   | 0.329 | 0.327 | -0.607                   |

$$\Delta(\%) = \frac{CCT(VSG) - CCT(SM)}{CCT(SM)} \times 100\% \quad (33)$$

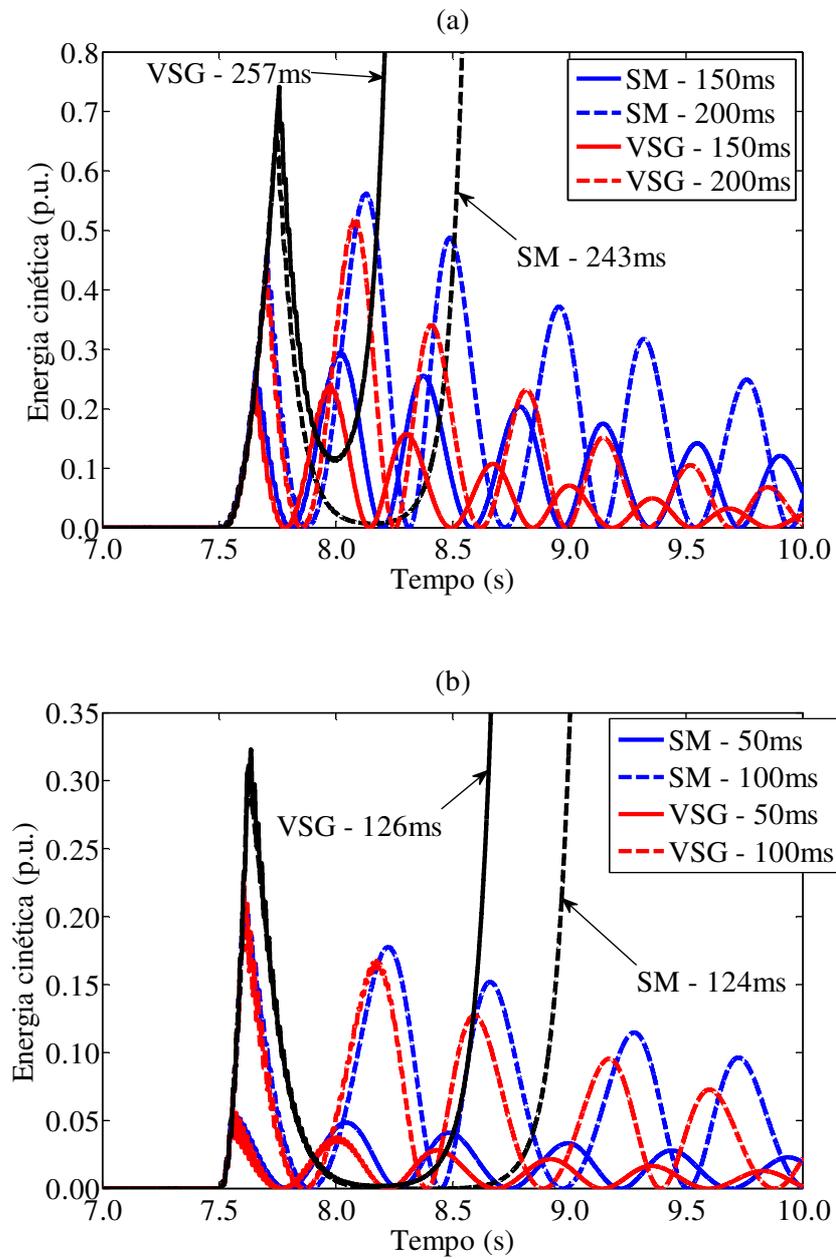
O Gráfico 2 ilustra o comportamento do ângulo de rotor enquanto o Gráfico 3 mostra a energia cinética para MS e VSG no sistema, tomando como exemplo os cenários 2 e 4 para diferentes valores de  $t_{cl}$ . O Gráfico 2 (a) e 3 (a) mostram um comportamento análogo entre os dois sistemas no cenário 2, com o VSG apresentando uma resposta oscilatória pós-falta mais amortecida em relação à resposta da MS principalmente em termos de energia cinética. A energia cinética pós-falta do VSG também oscila em uma frequência ligeiramente mais alta em relação a MS. Tal comportamento se repete para o cenário 4 no Gráfico 2 (b) e 3 (b). Neste caso, o amortecimento é mais ameno nas oscilações da energia cinética e a diferença de frequência nesta resposta pós-falta oscilatória é menos evidente. Ambos os cenários apresentam uma pequena diferença no ângulo de rotor inicial pré-falta. Apesar da divergência de amortecimento e frequência neste período oscilatório pós-falta, ambos os sistemas atingem valores de energia cinética e ângulo de rotor muito próximos no instante de extinção da falta, o que confere a proximidade entre os dois sistemas apresentada primeiramente pelos valores de CCT encontrados e também através dos valores de TSI calculados. Um exemplo dessa proximidade na margem de estabilidade pode ser visto no Gráfico 4 para os cenários 1 e 5.

Gráfico 2 - Dinâmica de ângulo de rotor para o cenário 2 (a) e 4 (b).



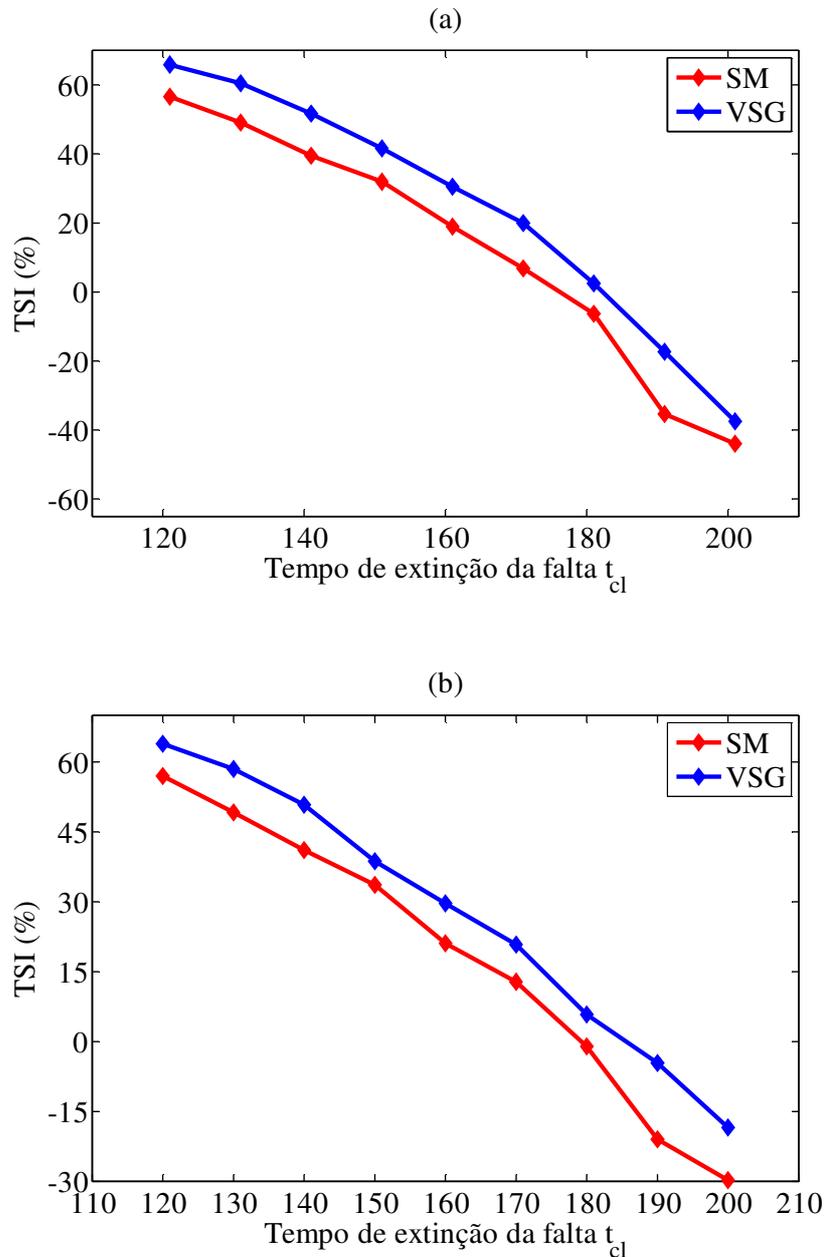
Fonte: elaborada pelo autor.

Gráfico 3 - Variação da energia cinética para os cenários 2 (a) e 4 (b).



Fonte: elaborada pelo autor.

Gráfico 4 - Variação do TSI em função do tempo de extinção de falta para os cenários 1 (a) e 5 (b).

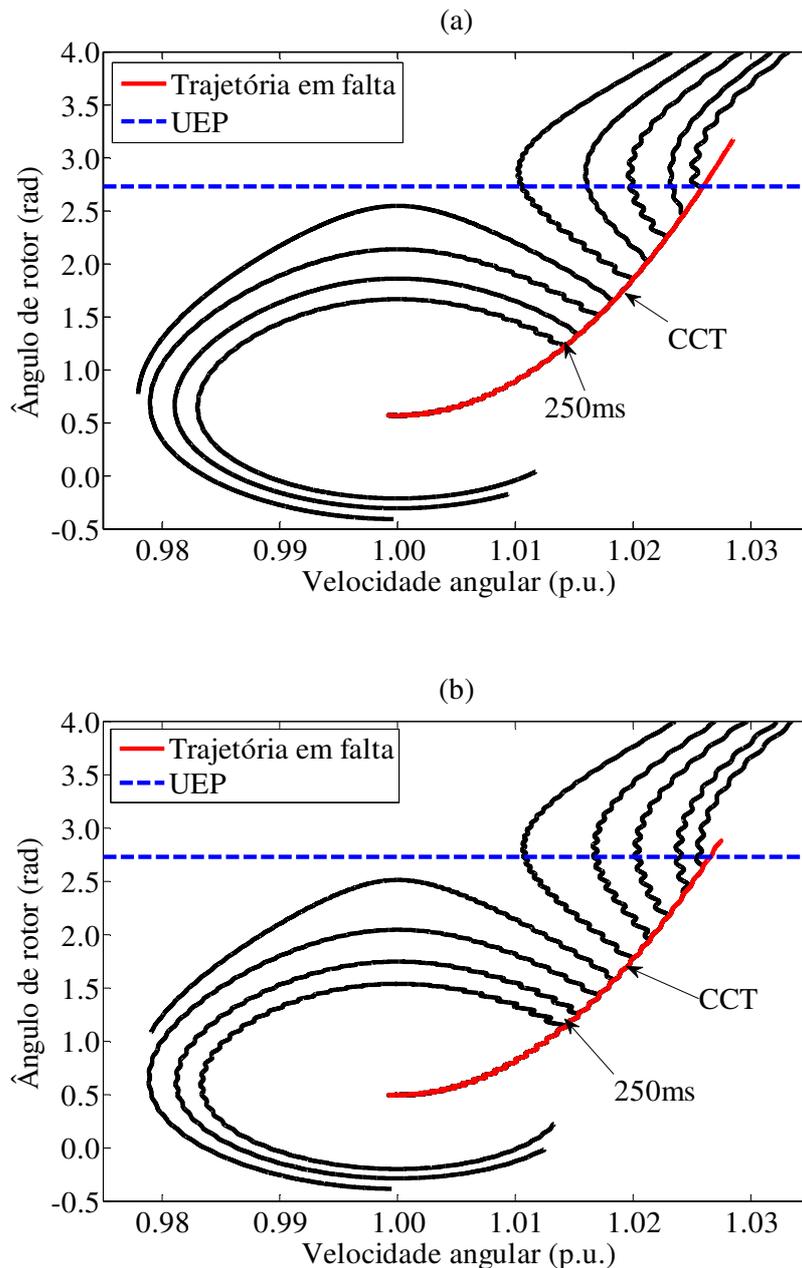


Fonte: elaborada pelo autor.

O Gráfico 4 (a) e (b) apresenta uma comparação entre os TSIs da MS e do VSG para os cenários 1 e 5, variando-se  $t_{cl}$  com incrementos de 10 ms. Analisando as curvas é possível verificar uma similaridade entre elas em ambos os cenários e uma pequena diferença que se repete ao longo dos valores de  $t_{cl}$ . Este resultado nos mostra que o VSG se equivale à MS não apenas no CCT, mas também apresenta uma margem de energia transiente próxima à da MS para diferentes valores de tempo de duração da falta. Portanto, o VSG se distancia do PEI do sistema com níveis de energia semelhantes ao da MS e com uma característica semelhante de variação do

TSI com  $t_{cl}$ . O Gráfico 5 (a) e (b) ilustra a trajetória de ambos sistemas no plano de fase ( $\omega, \delta$ ). Os gráficos foram plotados para o cenário 6 com  $t_{cl}$  aumentando de 250 ms até 450 ms com um passo de 25 ms.

Gráfico 5 - Trajetórias do sistema com MS (a) e VSG (b) no plano de fase para o cenário 6 e diferentes valores de  $t_{cl}$ .



Fonte: elaborada pelo autor.

Apesar das pequenas divergências observadas em alguns dos resultados no Gráfico 2 ao Gráfico 4, pode-se observar, no Gráfico 5, que o VSG e a MS apresentaram trajetórias equivalentes no

plano de fase para vários valores de tempo de extinção da falta simulados, o que corrobora com os resultados obtidos através dos CCT, mostrados na Tabela 4. Estes resultados evidenciados mostram uma equivalência entre os sistemas com a presença do VSG e da MS que provam a viabilidade das métricas adotadas para a verificação da estabilidade transiente e também a contribuição do VSG para a estabilidade angular do sistema.

#### **4.5 Conclusão**

Neste capítulo, analisou-se a utilização do tempo crítico de extinção de falta e o método híbrido baseado na função energia como métricas viáveis para a análise da estabilidade de SEP com a presença de VSGs. Os resultados encontrados provam que as métricas podem ser utilizadas e que o controle inercial adotado contribuiu para a estabilidade do sistema. No capítulo seguinte, serão propostas duas estratégias de controle adaptativo tendo como objetivo a melhoria na estabilidade angular do sistema.

## 5 CONTROLE ADAPTATIVO PARA A ESTABILIDADE

Uma vez mostrada a contribuição do VSG para a estabilidade angular do sistema através das métricas de estabilidade adotadas, o próximo passo é a adoção de controles que usufruam da vantagem do gerador virtual que é não estar restrito a parâmetros físicos construtivos de máquinas síncronas. A possibilidade de alteração de parâmetros do VSG em tempo real, como a constante de inércia, adiciona uma nova forma de controle que torna a manutenção da estabilidade transiente do sistema um pouco mais flexível.

A partir deste princípio, duas estratégias para a alteração da parametrização do VSG podem ser concebidas. Em um primeiro momento, um controle adaptativo para um VSG pode ser concebido para atuar de forma corretiva frente a distúrbios do sistema. Neste caso, a atuação do controle se daria instantaneamente frente a ocorrência de uma perturbação na rede, cuja detecção se daria através das dinâmicas terminais do conversor e do modelo adotado. A maioria dos controles adaptativos propostos na literatura para o VSG tem a característica de controles corretivos, como em [20–22]. Os controles se baseiam na detecção de distúrbios na resposta eletromecânica das máquinas virtuais, como as respostas de velocidade e ângulo virtual, por exemplo, e eventual alteração da constante de inércia e amortecimento do modelo de máquina de acordo com uma dinâmica estabelecida de variação. Por outro lado, uma alternativa de atuação de controles de alteração de parâmetros para o VSG pode ser concebida com uma ação preventiva. Neste caso, o controle não teria como objetivo atuar no instante da ocorrência de um transitório, como um curto-circuito, para mitigar seus efeitos, mas atuar a longo prazo de forma a otimizar a parametrização do VSG para prevenir uma eventual situação de instabilidade. Este capítulo irá propor duas técnicas de controle adaptativo para o VSG, uma técnica de controle preventiva e uma alternativa corretiva.

Esta seção irá demonstrar, em um primeiro momento, como a variação de forma ordenada de um dos parâmetros da máquina virtual adotados no modelamento do VSG, neste caso a constante de inércia  $H$ , pode influenciar na margem de estabilidade do sistema. Primeiramente, a característica de variação do TSI com a mudança na constante de inércia  $H$  será apresentada. Em seguida, um cenário será analisado em que a manutenção da estabilidade do sistema será obtida através de um controle adaptativo preventivo de  $H$  em malha fechada através do monitoramento do estado atual do sistema. Em um segundo momento, é proposto um controle adaptativo corretivo de alteração da resistência de armadura virtual do VSG. A melhora da

margem de estabilidade do sistema será mostrada através do aumento do tempo crítico de falta do sistema a medida em que a atuação instantânea de diferentes valores de resistência virtual no controle do VSG é aplicada.

## 5.1 Controle adaptativo preventivo

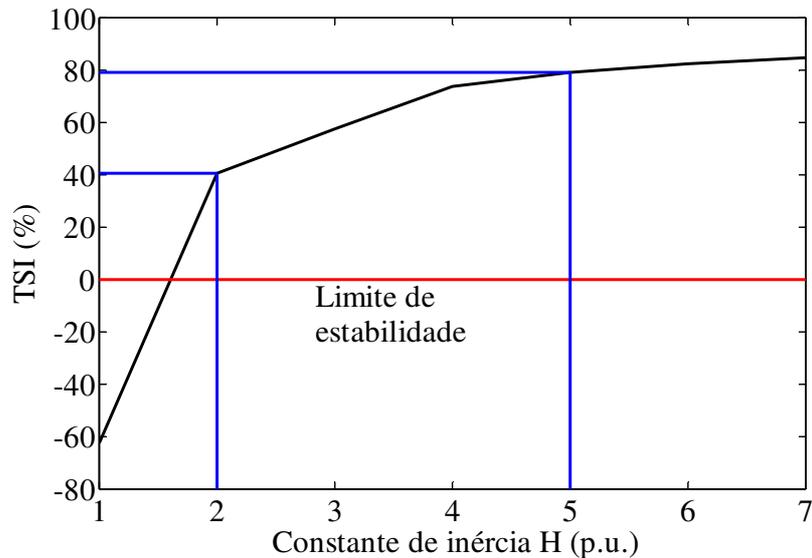
Uma das contribuições deste trabalho é a proposição do conceito de controle adaptativo preventivo para que seja mantida a estabilidade de sistemas com VSGs frente a alterações na topologia do sistema e despacho das unidades geradoras virtuais. Nas seções a seguir, os conceitos por trás desta proposta serão abordados. A variação da constante de inércia será adotada como variável de controle e sua relação com a margem de estabilidade do sistema será discutida. Em sequência, o fluxograma do controle preventivo será proposto e um exemplo de aplicação será apresentado.

### 5.1.1 Margem de estabilidade *versus* constante de inércia

Em um sistema SMIB, o comportamento da margem de estabilidade para MS em relação a uma faixa de valores de constante de inércia é amplamente documentado na literatura e pode ser entendido da seguinte maneira [1,91]. Para um determinado valor de  $H$ , a margem de estabilidade é definida como a diferença entre o valor da função energia no instante de extinção da falta  $t_{cl}$  e o seu valor para o seu ponto de equilíbrio instável, que para um sistema SMIB é definido através da Eq. (30). Caso o sistema permaneça inalterado com exceção de uma variação positiva no valor de  $H$ , o sistema apresentará uma menor variação na velocidade angular da máquina e, portanto, passará a absorver uma quantidade menor de energia cinética para um mesmo determinado transitório. Com uma inércia maior, a máquina apresentará uma aceleração menor no transitório e, conseqüentemente, atingirá valores de ângulo de rotor menores. O comportamento caso a variação de  $H$  seja negativa é o oposto ao descrito anteriormente. Esta mudança no valor do ângulo de rotor e velocidade ao final do transitório, leva a uma modificação no valor da função energia que, por fim, altera a margem de estabilidade do sistema podendo até levar a mesma a valores negativos, ou seja, à instabilidade. Para ilustrar esse conceito, um cenário de simulação é proposto para verificar a característica de variação do TSI dada uma faixa de valores de  $H$  para o VSG proposto na seção anterior. No Gráfico 6,

ilustra-se a variação do TSI para o VSG no cenário 6 e um  $t_{cl}$  de 200 ms fixo, dada uma variação de sua constante de inércia virtual. Todos os parâmetros do VSG e do sistema foram mantidos exceto pela constante de inércia  $H$  que foi variada de 1 p.u até 7 p.u.

Gráfico 6 - Curva do TSI em função da constante de inércia do VSG.



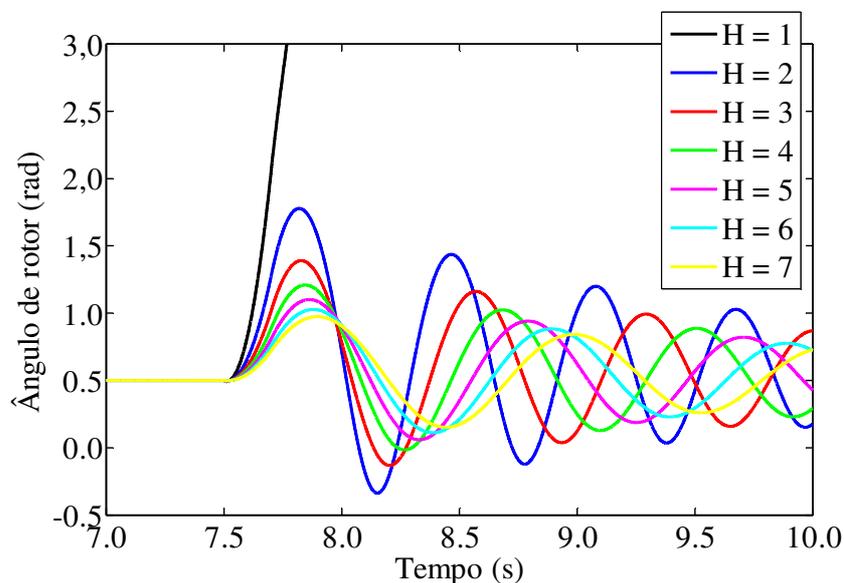
Fonte: elaborada pelo autor

A partir da curva apresentada é possível observar que a relação entre a margem de estabilidade (definida em porcentagem através do TSI) e a constante de inércia possui uma característica exponencial com saturação. Isso demonstra que a estabilidade de um sistema SMIB depende diretamente da capacidade inercial da máquina síncrona, ou neste caso do VSG, como discutido anteriormente. No entanto, existe um limite superior para o valor de  $H$ , a partir do qual não é mais possível aumentar a margem de estabilidade. Da mesma forma, para uma variação negativa de  $H$ , existe um limiar a partir do qual o sistema apresenta instabilidade no pós-falta. Portanto, para aplicações que envolvam a adaptabilidade da constante de inércia da máquina virtual, existe um intervalo útil para variação. Tomando o caso do Gráfico 6 como exemplo, este intervalo de atuação poderia ser definido entre 2 p.u e 5 p.u para as características do sistema do cenário em questão, por exemplo. Uma variação acima de 5 p.u não apresenta um retorno aceitável no quesito margem de estabilidade devido à característica de saturação da curva de TSI por  $H$ , assim como uma variação inferior a 2 p.u levaria o sistema muito próximo ao limite de estabilidade. Cabe ressaltar que essa alteração no valor de  $H$  deve sempre respeitar a capacidade do sistema de armazenamento de energia de resposta rápida, existente no elo-CC

do conversor, para que o mesmo seja capaz de contribuir instantaneamente com a energia necessária no transitório.

No Gráfico 7, apresenta-se o comportamento do ângulo de rotor virtual do VSG para o mesmo cenário de simulação e para diferentes valores de  $H$ . Observa-se que, para maiores valores de  $H$ , menores são os valores máximos que o ângulo virtual atinge no instante de extinção da falta em 7,7 s. Esse resultado corrobora com o que foi discutido anteriormente e com os resultados encontrados na curva de TSI do Gráfico 6.

Gráfico 7 - Curvas de oscilação do VSG para diferentes valores de  $H$ .



Fonte: elaborada pelo autor

### 5.1.2 Proposta de controle preventivo para estabilidade transiente

Os métodos de verificação da estabilidade transiente de sistemas elétricos têm suas formulações dependentes do estado do sistema nos instantes anterior, durante e posteriormente à falta. Portanto, a estabilidade de SEP é analisada individualmente para cada configuração de rede e tipo de transitório que possa surgir eventualmente durante a operação do sistema. Isto quer dizer que, para um dado sistema com um determinado número de barras e máquinas, um grande número de iterações é realizado para avaliar a severidade dos diferentes transitórios localizados em diferentes pontos no sistema, o qual apresenta níveis de carregamento distintos ao longo do dia. Após esta rodada de iterações de avaliação da estabilidade, os transitórios são ranqueados pelo nível de severidade (geralmente definido pela margem de estabilidade do sistema) e são

tratados em uma eventual manutenção preventiva. Esta manutenção envolve o ajuste dos dispositivos de proteção de forma a atender os tempos críticos de falta do sistema, ou mesmo uma solução otimizada do fluxo de potência no sistema utilizando a estabilidade transiente com efeito restrigente. Este último é conhecido na literatura como *Transient Stability Constrained Optimal Power Flow* [92–94].

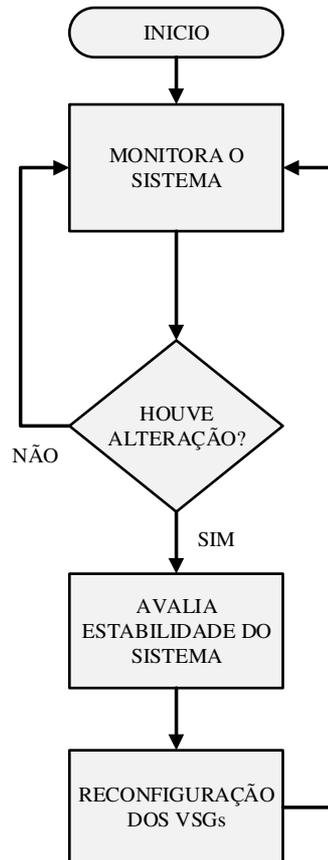
Utilizando o princípio do controle da margem de estabilidade através da variação de sua quantidade de inércia virtual, um sistema supervisor que faça uma avaliação online da segurança dinâmica do sistema poderia ser capaz de otimizar a configuração de um ou mais VSGs, atuando como um controle preventivo no sistema. A avaliação em tempo real da estabilidade transiente vem se desenvolvendo nos últimos anos de forma substancial, tendo a sua pesquisa focada em formas de tornar o processo mais eficiente computacionalmente e o desenvolvimento de controles preventivos para a segurança do sistema. É possível encontrar na literatura trabalhos que propõem, por exemplo, a utilização de medições sincronizadas do sistema através de PMUs (do inglês *Phase Measurement Unit*) para a implementação de técnicas de verificação e predição da condição de estabilidade do sistema [67,95,96]. Baseando-se na ideia de monitoramento do sistema e avaliação online de estabilidade, um conceito de controle adaptativo para VSGs é proposto, como ilustrado na Figura 12.

A aplicação do controle adaptativo segue o ordenamento exposto no diagrama da Figura 12 e suas etapas são descritas a seguir:

1. Alteração no SEP: O sistema elétrico está constantemente sujeito a alterações em sua topologia, como a entrada ou saída de linhas por motivos diversos ou a mudança momentânea em seu fluxo de potência e despacho dos geradores, que influenciam diretamente na estabilidade transiente do mesmo frente à eventuais perturbações;
2. Monitoramento: Essas alterações no SEP são detectadas e monitoradas constantemente para averiguar o estado do sistema e tomar medidas preventivas quanto à segurança do mesmo;
3. Avaliação da estabilidade: Baseado no monitoramento feito na etapa anterior, uma avaliação da estabilidade do sistema é feita utilizando, por exemplo, a métrica de margem de estabilidade TSI para ranquear um número N de possíveis transitórios que venham a ocorrer.

4. Reconfiguração dos VSGs: Levando em consideração o nível de segurança desejada para o sistema e a avaliação feita na etapa anterior, é feita uma reconfiguração de um ou mais parâmetros do VSG para levar o sistema de volta ao nível de segurança anterior.

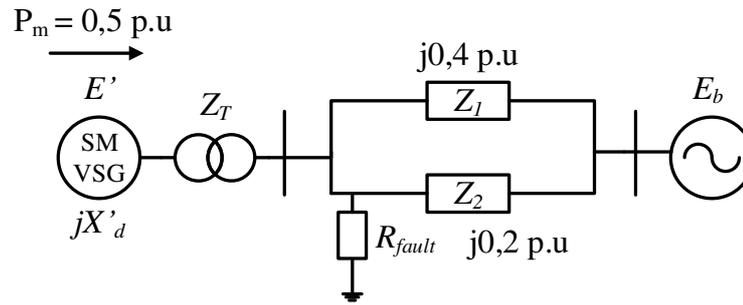
Figura 12 - Fluxograma do controle adaptativo preventivo proposto.



Fonte: elaborada pelo autor.

A malha de controle descrito atuaria indefinidamente para manter, por exemplo, a margem de estabilidade fixa ou o tempo crítico acima de um valor limiar definido pelos equipamentos de proteção do sistema. Para exemplificar a atuação deste controle, um experimento foi feito com o sistema SMIB, como ilustrado na Figura 13.

Figura 13 - Situação do sistema no instante anterior a uma alteração de topologia.

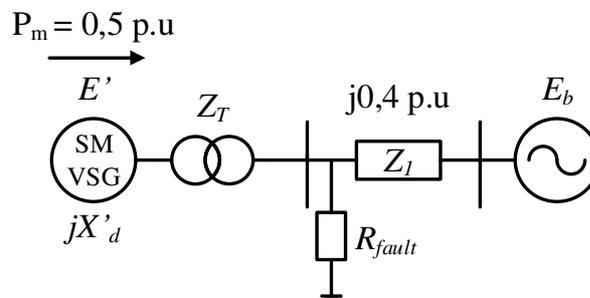


Fonte: elaborada pelo autor.

Em um cenário hipotético em que o sistema esteja operando em regime permanente com o VSG conectado ao barramento infinito através de duas linhas, suponha-se que o algoritmo descrito na Figura 12 esteja em atuação. Para o cenário de falta mais severo, que neste caso é um curto circuito franco no ponto da linha imediatamente após o transformador, o sistema encontraria uma margem de estabilidade de aproximadamente 29% para um tempo de extinção de falta de 300 ms.

Na eventual ocorrência de uma alteração na característica da rede, como a saída de uma das linhas de operação, ilustrado na Figura 14, uma nova avaliação seria feita baseada nesta nova configuração detectada pelo monitoramento de rede. Para esta nova configuração de rede, caso o VSG se mantenha com o mesmo valor de constante de inércia, o sistema não mais permaneceria estável para o tempo de falta dado de 300 ms.

Figura 14 - Ilustração do sistema após a saída de uma das linhas de transmissão.



Fonte: elaborada pelo autor.

Portanto, ao realizar uma nova avaliação da estabilidade baseada no critério da margem de estabilidade, o sistema determina um novo valor de constante de inércia para o VSG de forma

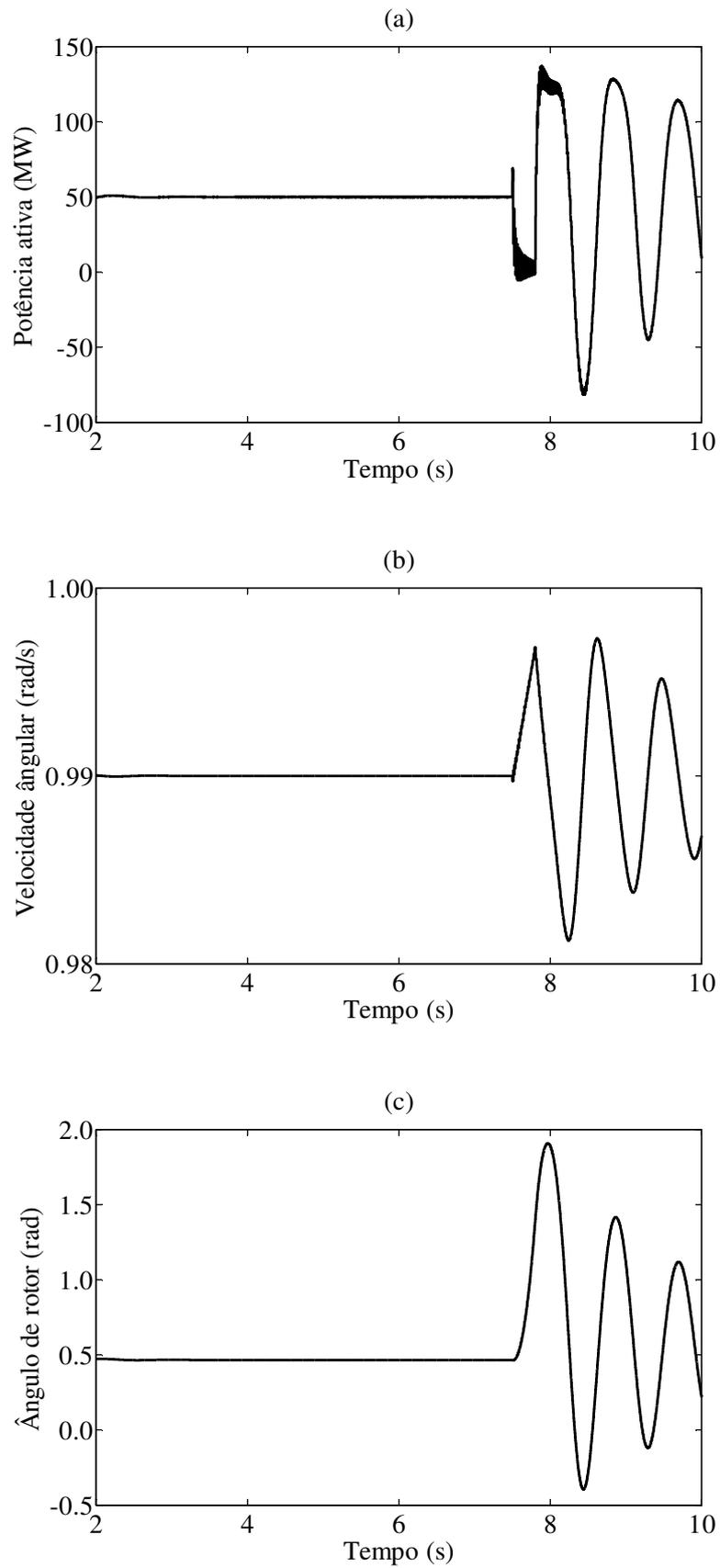
a manter a margem de estabilidade do sistema em 29% e manter a estabilidade em uma eventual falta de 300 ms. Ou seja, caso o ajuste do relé de proteção na barra do gerador esteja em 300 ms, a reconfiguração do VSG garantirá que, em caso de alteração no sistema, o ajuste ainda seja válido para a nova configuração dada a manutenção da margem de estabilidade. Esta atuação está ilustrada no Gráfico 8 ao Gráfico 10.

No Gráfico 8, está ilustrado o cenário original do sistema com as duas linhas sendo submetido à uma falta de 300 ms na saída do transformador. As curvas (a), (b) e (c), respectivamente, apresentam o comportamento da potência ativa, velocidade angular e ângulo de rotor para o VSG. Percebe-se que o sistema apresenta uma tendência de retorno aos valores em regime com uma característica oscilatória amortecida, natural de um sistema que apresenta estabilidade transiente na primeira oscilação.

O Gráfico 9 (a), (b) e (c) apresenta as curvas para o cenário com a mudança na topologia do sistema, mas sem a adaptação do VSG adotada através do controle proposto. Verifica-se em 4 s de simulação a saída de uma das linhas de transmissão. A variação na capacidade de transmissão na linha equivalente é refletida momentaneamente na saída de potência do VSG, que por sua vez é refletida na variação de velocidade da máquina virtual. Com isto, existe a necessidade de uma maior abertura angular por parte do VSG para que a transferência de potência seja mantida em seu valor original. Observando o comportamento das curvas após a falta em 7,5 s, verifica-se que o mesmo não mais permanece estável após o transitório. O sistema passa a apresentar uma característica de crescimento indefinido na velocidade virtual da máquina e do ângulo de rotor, o que caracteriza a instabilidade em primeira oscilação.

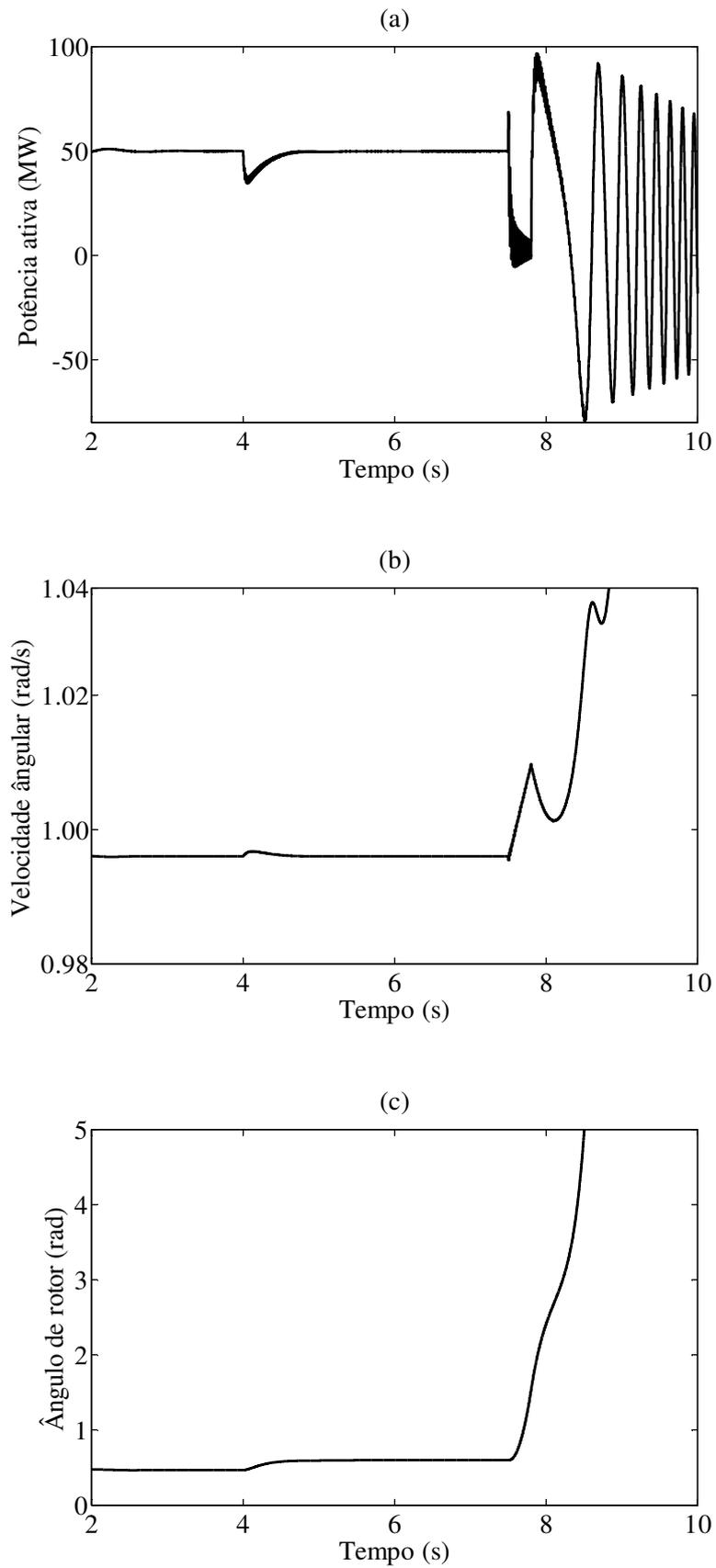
Por fim, o Gráfico 10 ilustra a atuação do controle adaptativo discutido. Neste último cenário mostrado nas curvas (a), (b) e (c), o sistema sofreu a perda de uma das linhas assim como no cenário ilustrado no Gráfico 9, no entanto o controle adaptativo em questão realizou a alteração da constante de inércia do VSG no instante 5 s de 4 p.u para 5,5 p.u. Analisando a estabilidade transiente para o novo cenário, o controle é capaz de identificar para qual novo valor de  $H$  o sistema mantém a mesma margem de estabilidade e realizar o ajuste. Portanto, o controle preventivo retorna o sistema para uma condição de estabilidade transiente pós-falta, que pode ser visualizada pela característica oscilatória amortecida na resposta do VSG após a extinção da falta.

Gráfico 8 - Cenário original sem alterações na topologia do sistema.



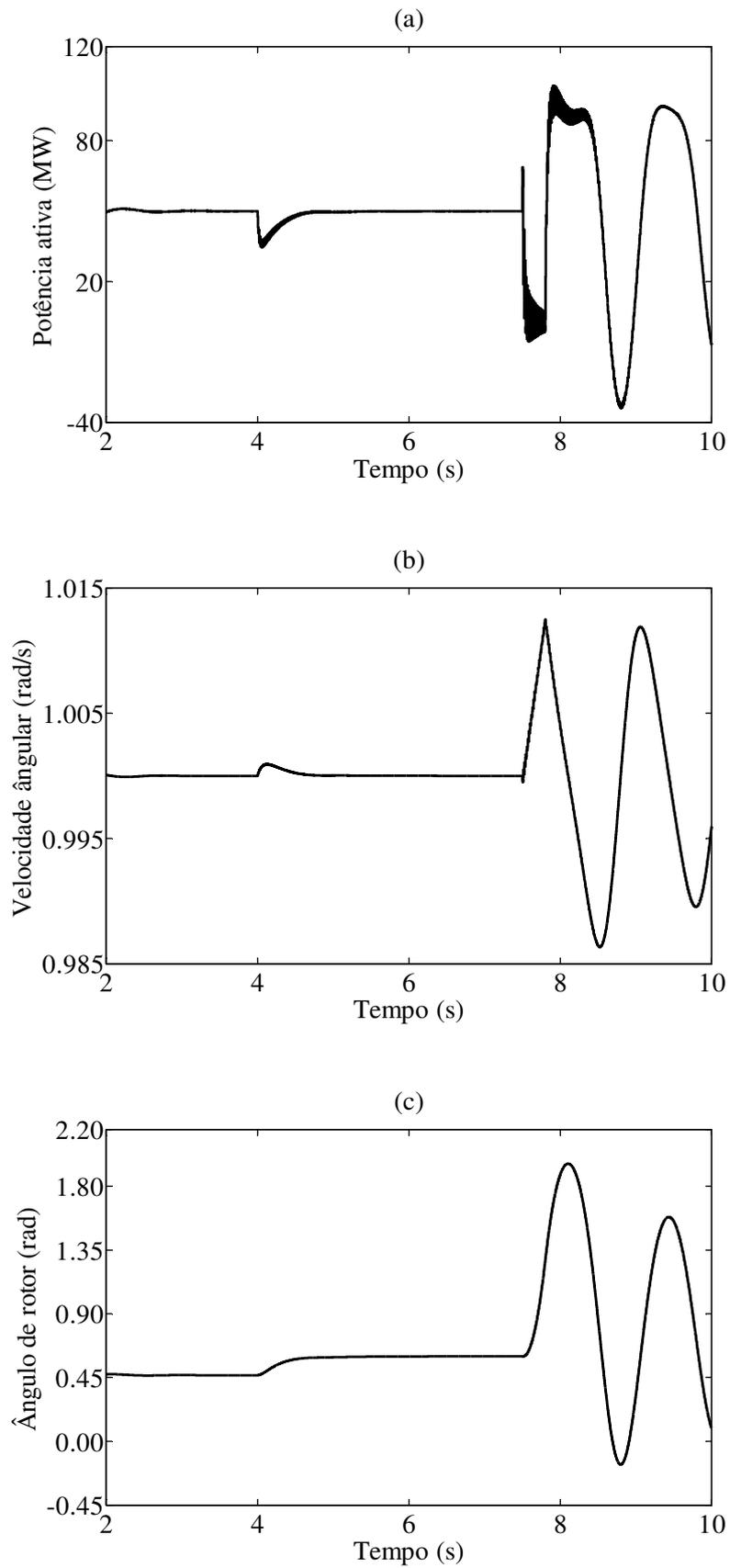
Fonte: elaborada pelo autor.

Gráfico 9 - Cenário com a saída de uma linha, mas sem atuação do controle adaptativo.



Fonte: elaborada pelo autor

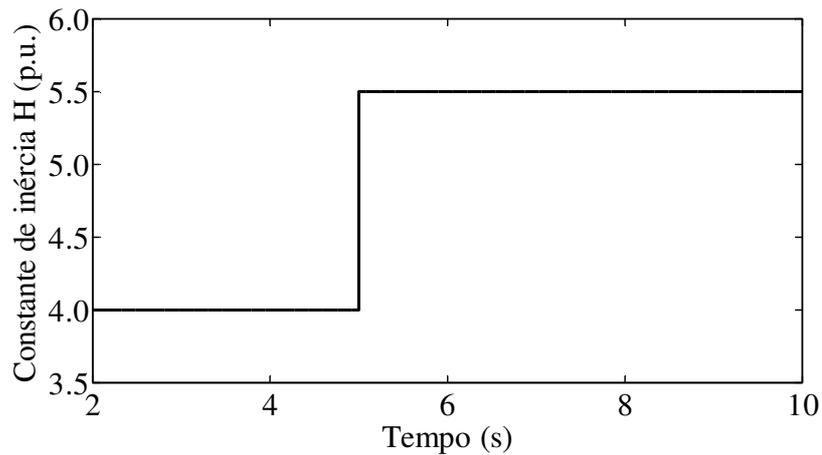
Gráfico 10 - Cenário com atuação do controle adaptativo para manutenção da estabilidade do sistema.



Fonte: elaborada pelo autor

O Gráfico 11 ilustra a variação de  $H$  no instante 5 s. Para este caso, foi dado um intervalo de 1 s para a alteração da inércia após a ocorrência e detecção do transitório. Em um sistema real, esta diferença de tempo entre a detecção da ocorrência no sistema e a atuação do controle seria provavelmente maior devido, entre outros fatores, ao tempo computacional gasto para avaliar a estabilidade do sistema e os atrasos envolvidos na comunicação do sistema.

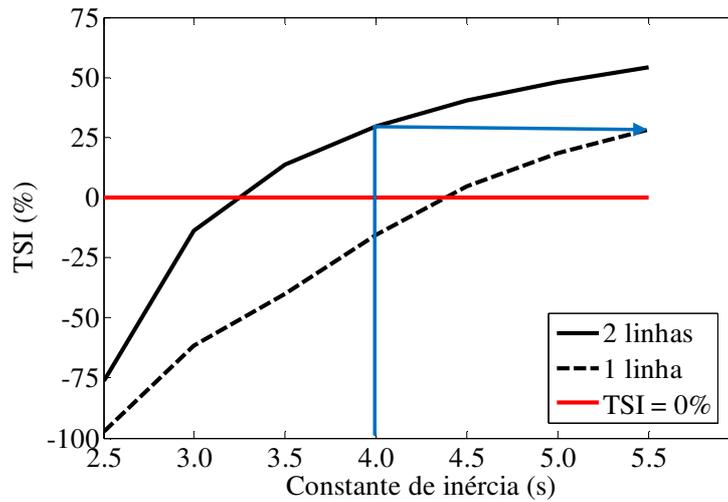
Gráfico 11 - Atuação do controle adaptativo no valor da constante de inércia do VSG.



Fonte: elaborada pelo autor

O Gráfico 12 ilustra o processo de avaliação da estabilidade para ambos os cenários e a tomada de decisão do controle adaptativo na linha em azul. Percebe-se que a medida em que a capacidade de transmissão da linha diminui com o aumento da reatância série equivalente entre o VSG e o barramento infinito, menor é a faixa de atuação para a alteração da inércia. Eventualmente, um limite para atuação do controle será atingido quando não será mais benéfico para o sistema que o controle continue aumentando a inércia virtual fornecida ao sistema devido à pequena contrapartida.

Gráfico 12 - Curvas de TSI para a situação analisada ilustrando a análise feita e o ajuste encontrado pelo controle.



Fonte: elaborada pelo autor

## 5.2 Controle adaptativo corretivo

Assim como discutido na Seção 2.2, algumas propostas de controle adaptativo podem ser encontradas na literatura em que os parâmetros da malha mecânica da máquina virtual são controlados de forma a melhorar a resposta do VSG frente a transitórios. As propostas de controle adaptativo existentes se baseiam na reação instantânea diante da ocorrência de perturbações, ou seja, tem um efeito corretivo no comportamento do VSG nestas ocasiões. Os parâmetros da modelagem elétrica da máquina, como a resistência e reatância de armadura, ainda não figuram nas propostas de controles adaptativos para VSG com o objetivo de melhorar a contribuição do mesmo para a estabilidade do sistema em que está inserido.

Uma das contribuições principais deste trabalho, portanto, visa contemplar a proposição de um controle adaptativo de resistência de armadura virtual para a melhoria da estabilidade transiente do VSG.

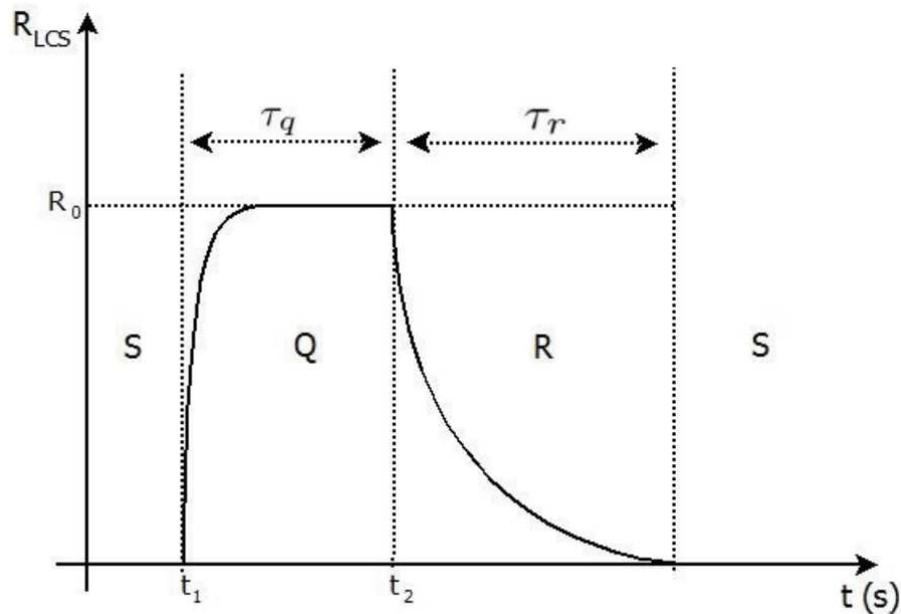
### 5.2.1 A atuação do SFCL resistivo na melhoria da estabilidade transiente

O SFCL resistivo é um dispositivo supercondutor que tem como objetivo principal atuar na limitação de correntes de curto-circuito em sistemas elétricos devido ao seu princípio de atuação. Em regime permanente, o valor de resistência do SFCL pode ser considerado nulo devido ao seu baixo valor. No entanto, na ocorrência de um curto-circuito, a elevação de corrente no ramo em que o SFCL se encontra instalado faz com que o valor de resistência do dispositivo supercondutor assuma valores não nulos consideráveis. Para que isto ocorra, a corrente de falta deve atingir um valor crítico de acordo com as características do material e da construção do dispositivo em atuação. O aparecimento deste valor de resistência no período em que a falta está em atividade no circuito leva à limitação do valor de amplitude da corrente que surge com o transitório [97]. O modelo matemático tradicionalmente utilizado para descrever a variação do valor da resistência do SFCL é mostrado na Eq. (34) [98].

$$R_{SFCL} = \begin{cases} 0, & \text{se } (t < t_1) \text{ e } I < I_c; \\ R_0 \left[ 1 - \exp\left(-\frac{t - t_0}{\tau_q}\right) \right], & \text{se } t_1 < t < t_2 \text{ e } I > I_c; \\ R_0 \left[ \exp\left(-\frac{t - t_2}{\tau_r}\right) - \exp\left(-\frac{t - t_1}{\tau_q}\right) \right], & \text{se } t > t_2 \text{ e } I < I_c. \end{cases} \quad (34)$$

A variação temporal da resistência do SFCL é ilustrada no Gráfico 13. O tempo  $t_1$  indica o momento em que o dispositivo transita do estado supercondutor (S) para o estado resistivo. Este processo é chamado na literatura de *quenching* (Q) [97]. Nesta transição, o seu valor de resistência cresce exponencialmente pela segunda equação em (34), aonde  $R_0$  é o máximo valor de resistência que o dispositivo pode atingir e  $\tau_q$  é a constante de tempo de transição do estado S para o estado Q. Em contrapartida, quando a corrente volta ter um valor inferior ao valor crítico no instante  $t_2$ , o SFCL entra em um estado de recuperação, retornando para o seu valor nulo de resistência. Essa recuperação é descrita pela última equação em (34), aonde  $\tau_r$  é a constante de tempo envolvida no processo de recuperação.

Gráfico 13 - Curva característica da resistência do SFCL.



Fonte: [98].

É preciso salientar que existem dispositivos de limitação de corrente de falta supercondutores com características resistiva e indutiva, no entanto apenas a dinâmica do dispositivo resistivo será estudada neste trabalho.

Alguns trabalhos passaram a estudar a aplicação deste dispositivo em sistemas elétricos e sua contribuição para a estabilidade transiente. Para este objetivo, muitos trabalhos foram desenvolvidos envolvendo, principalmente, os três fatores seguintes:

1. Localização ótima para instalação do SFCL no sistema;
2. Valor ótimo de resistência do SFCL conectado, durante a ocorrência de uma falta no sistema;
3. Potenciais problemas de coordenação com outros dispositivos de proteção presentes no sistema.

Vários artigos propõem a utilização do limitador de corrente de falta supercondutor (do inglês *Superconducting Fault Current Limiters - SFCL*) em sistemas elétricos de potência para melhorar a sua estabilidade transiente [97,99–105]. Em [99], o uso de dispositivos SFCL para melhorar a estabilidade transiente é proposta e validada através de análises numéricas para faltas simétricas e assimétricas. Em [100], os autores demonstram a utilização do SFCL para

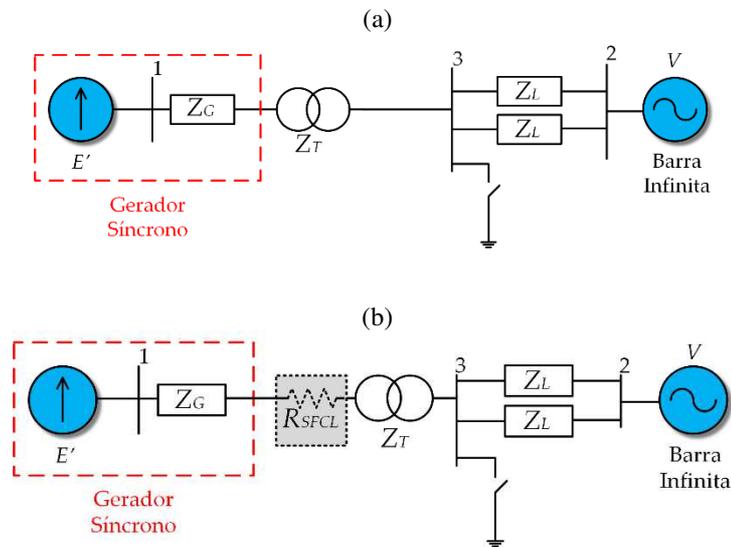
melhoria da qualidade da energia no sistema ao limitar o afundamento de tensão durante a ocorrência de faltas no sistema. Em [101], uma proposta de projeto dos parâmetros do SFCL para otimizar sua contribuição para a estabilidade do sistema é discutida. Em [102] e [103], os autores estudam a otimização do posicionamento do SFCL em sistemas multimáquinas para a estabilidade transiente. A contribuição de SFCLs do tipo resistivo para a estabilidade transiente é especialmente analisada em [97] e [104] através de resultados de simulação e experimentais. Por fim, em [105], um estudo comparativo entre SFCLs do tipo resistivo e indutivo é feito tendo a estabilidade transiente como parâmetro. Os autores em [100] e [105] concluem que, para uma topologia de sistema semelhante ao adotado nas análises que serão realizadas neste trabalho, a dinâmica de funcionamento do dispositivo SFCL do tipo resistivo é mais indicada para a melhoria da estabilidade transiente.

A análise feita para um sistema SMIB permite, então, provar a contribuição do dispositivo para a melhoria da estabilidade transiente. Por outro lado, para sistemas multimáquinas, uma análise de localização ótima do dispositivo deve ser realizada levando em consideração a estabilidade de um grande número de unidades geradoras.

### **5.2.2 Análise teórica da estabilidade transiente para a modificação de resistência de armadura**

Para avaliar o efeito de um controle adaptativo de resistência de armadura em um sistema elétrico em termos da estabilidade transiente, o circuito equivalente do sistema SMIB ilustrado na Figura 15 será utilizado. O princípio de funcionamento de dispositivos SFCL resistivos para melhoria da estabilidade será a base do controle adaptativo, porém a dinâmica de variação de resistência não será completamente adotada. Como trata-se de uma aplicação virtual de variação de resistência, o sistema não está limitado à dinâmica real dos dispositivos SFCL. Neste caso, é possível desprezar as constantes de tempo de transição de estados dos SFCL e tornar a variação de resistência virtual em uma dinâmica mais binária em que a resistência transita entre um valor de regime permanente e um valor fixo para situações de falta. A seguir, adotando-se esta característica de variação de resistência, uma análise teórica para o problema é proposta.

Figura 15 - Sistema SMIB para análise teórica: (a) sem resistência de SFCL; (b) com resistência de SFCL.



Fonte: elaborada pelo autor.

Os parâmetros deste sistema elétrico são dados na Tabela 5. Neste sistema, a potência gerada pela unidade geradora é entregue a um barramento infinito através de duas linhas de transmissão com impedância  $Z_L$ . A unidade geradora é conectada ao sistema de transmissão através de um transformador com impedância  $Z_T$ . A impedância  $Z_G$  representa a impedância do gerador usada na análise de estabilidade transiente.  $E'$  e  $V$  são a tensão interna do gerador e a tensão do barramento infinito, respectivamente.

Tabela 5 - Parâmetros do sistema para análise teórica.

| Parâmetros do Sistema SMIB            |                       |
|---------------------------------------|-----------------------|
| Parâmetro                             | Valor                 |
| Impedância da linha ( $Z_L$ )         | $0,0 + j0,4$ (p.u.)   |
| Impedância do transformador ( $Z_T$ ) | $0,009 + j0,1$ (p.u.) |
| Impedância do gerador ( $Z_G$ )       | $j0,3$ (p.u.)         |
| Constante de inércia ( $H$ )          | 4,0 (s)               |
| Coefficiente de amortecimento ( $D$ ) | 0,0 (p.u.)            |
| Frequência nominal ( $\omega_0$ )     | 377 (rad/s)           |
| Potência mecânica de eixo ( $P_m$ )   | 1,0 (p.u.)            |

O sistema será estudado em uma situação de falta trifásica para terra na barra do transformador. A estabilidade transiente do sistema original sem a ativação da impedância do SFCL em série com o gerador pode ser avaliada através do critério de áreas iguais. Para isto, a equação de oscilação dada na Eq. (1) e a equação de potência-ângulo dada na Eq. (35) são utilizadas [1]:

$$P_e = |E'|^2 \Re\{Y_{11}\} + |E'| |V| |Y_{12}| \cos(\delta - \varphi_{12}) \quad (35)$$

Onde  $Y$  é a matriz de admitância entre os nós 1 e 2 e  $\varphi_{12}$  é o ângulo do termo complexo  $Y_{12}$  da matriz de admitância.

A matriz de admitância para o sistema pré-falta é calculada através da Eq. (36) e será utilizada em conjunto com a Eq. (35) para plotar a curva de potência ângulo para o sistema antes da ocorrência da falta para a análise através do critério de áreas iguais:

$$Y_{pre/post} = \left( \frac{2Z_L}{2(Z_G + Z_T)Z_L + Z_L^2} \right) \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (36)$$

Durante a ocorrência do distúrbio, a potência elétrica entregue pelo gerador vai a zero devido a característica e posição da falta. Após a extinção da falta, o sistema estudado não sofre alterações e, portanto, a curva de potência ângulo pós-falta é a mesma para o sistema pré-falta. Para o sistema em questão, o ângulo inicial de operação  $\delta$  é igual a 0.6467 rad enquanto o CCA é igual a 1.255 rad.

A adaptação proposta para a resistência de armadura tem seu funcionamento definido pela adição de um valor extra de resistência ao circuito virtual de armadura do VSG durante a ocorrência de uma falta no sistema, como indicado na Figura 15 (b). Neste caso, o sistema não apresenta o valor de resistência adicional durante os períodos pré e pós falta. Portanto, a matriz de admitâncias do sistema durante os períodos pré e pós falta é a mesma descrita na Eq. (36). No entanto, durante a ocorrência da falta, o valor de resistência adicional não pode ser desprezada e é considerada no cálculo da matriz de admitância do sistema. Considerando este valor de resistência extra, em série com o circuito de armadura da unidade geradora, a equação de potência-ângulo para o sistema durante a falta é dada pela Eq. (37) [100]:

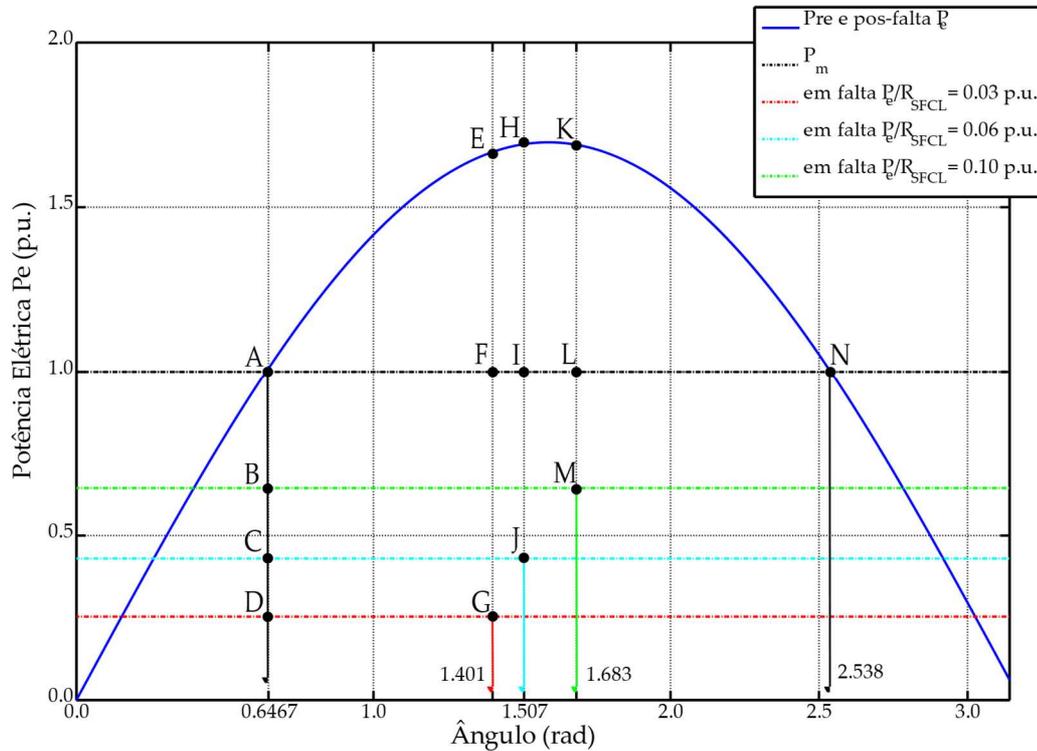
$$P_e(\delta) = \frac{R_{SFCL} |E'|^2}{R_{SFCL}^2 + (x_G + x_T)^2} \quad (37)$$

Onde  $x_G$  e  $x_T$  são as parcelas imaginárias das impedâncias do gerador e transformador.

Devido à presença da falta trifásica na barra do transformador, o sistema não apresenta a parcela de admitância entre as barras 1 e 2 ( $Y_{12}$ ), levando o segundo termo da Eq. (35) a zero. Com isto, a equação de potência-ângulo é dependente apenas da parte real do termo  $Y_{11}$ , que por sua vez

não pode mais ser desprezado devido à presença da resistência extra durante a falta. No Gráfico 14, mostra-se a modificação das curvas de potência-ângulo do sistema para diferentes valores de resistência de SFCL.

Gráfico 14 - Critério de áreas iguais com a entrada em operação de diferentes valores de  $R_{SFCL}$ .



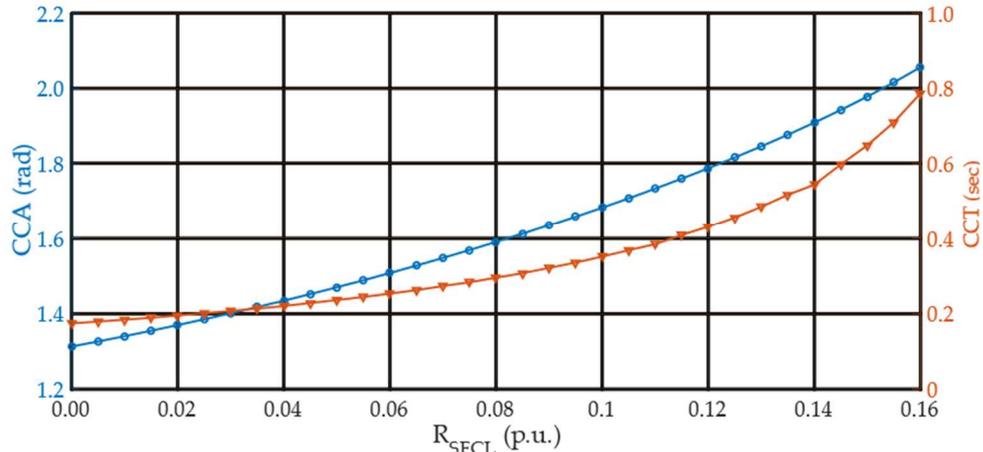
Fonte: elaborado pelo autor.

As áreas de aceleração no Gráfico 14 são definidas pelas áreas entre os pontos ADGF ( $R_{SFCL} = 0.03$  p.u.), ACJI ( $R_{SFCL} = 0.06$  p.u.) e ABML ( $R_{SFCL} = 0.10$  p.u.). As áreas de desaceleração são definidas pelas áreas entre os pontos FEN ( $R_{SFCL} = 0.03$  p.u.), IHN ( $R_{SFCL} = 0.06$  p.u.) e LKN ( $R_{SFCL} = 0.10$  p.u.). No Gráfico 14, é possível observar que com um aumento no valor de resistência inserida no sistema durante a falta, existe uma diminuição gradual na área de aceleração. Além disto, a resistência inserida é responsável por absorver uma parcela da energia extra entregue ao gerador durante a falta. A consequência disto é um amortecimento na aceleração do eixo da máquina e, conseqüentemente, um aumento no CCA. Com o aumento do CCA, o sistema se mantém em sincronismo por um tempo maior, aumentando a sua margem de estabilidade.

No Gráfico 15, ilustra-se este comportamento mostrando a evolução do CCA para diferentes valores de resistência de SFCL (de 0.0 p.u. até 0.16 p.u.). O valor de 0.16 p.u. foi adotado como

limite pois neste ponto a área de aceleração do sistema no critério de áreas iguais se anula e o valor de CCA se iguala ao ângulo máximo para estabilidade em 2.538 rad.

Gráfico 15 - Valores teóricos de CCA e CCT para diferentes valores de  $R_{SFCL}$ .



Fonte: elaborada pelo autor.

O CCT é determinado através da solução numérica da Eq. (1) usando o método de Runge - Kutta de 4ª ordem. No Gráfico 15, mostra-se o crescimento do CCT com o aumento da resistência de SFCL. Assim como para o CCA, é possível observar uma melhora na margem de estabilidade do sistema com o aumento da impedância de SFCL. De fato, através do Gráfico 15, é possível verificar o potencial de aumento no CCT do sistema dado que para uma impedância de SFCL de 0.1 p.u. é possível aumentar em 100% o CCT do sistema estudado.

### 5.2.3 Estratégia de controle de adaptação proposta

Como visto na Seção 5.2.2, este valor de resistência inserido em série ao circuito de armadura de geradores síncronos é capaz de elevar a margem de estabilidade transiente do sistema. Portanto, a característica de variação da resistência de armadura implementada no VSG seguirá o comportamento descrito na Eq. (38):

$$R_a = \begin{cases} R_0, & \text{operação normal} \\ R_0 + R_{SFCL}, & \text{durante falta} \end{cases} \quad (38)$$

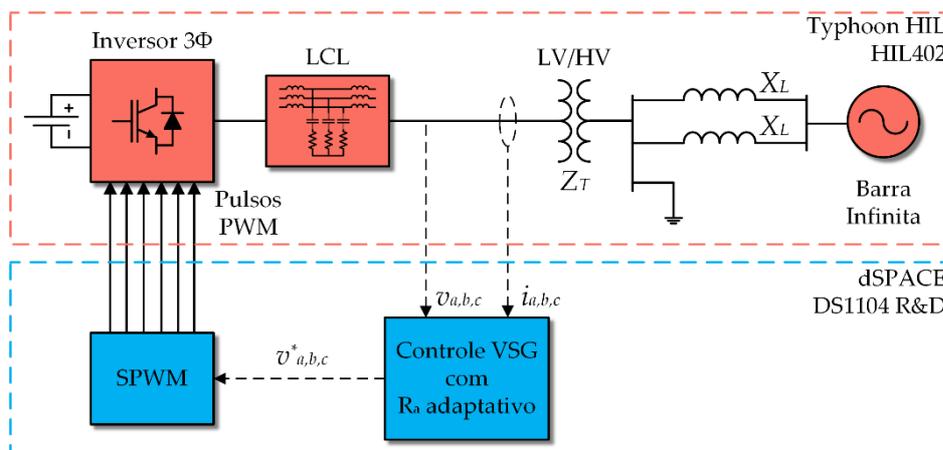
Onde  $R_0$  é o valor de resistência de armadura original do VSG e  $R_{SFCL}$  é o valor de resistência adicionada durante a falta no sistema.

A definição para a nova variável de resistência de armadura do VSG será diretamente aplicada ao parâmetro de resistência utilizado nas Eqs. (7) e (8). Desta maneira, nos instantes anterior e posterior a ocorrência da falta no sistema a resistência de armadura do VSG será o seu valor original tendo seu valor elevado para  $R_0 + R_{SFCL}$  durante a ocorrência da falta. A detecção da ocorrência da falta é feita através de um esquema que usa o afundamento de tensão durante o curto circuito como padrão de reconhecimento. Um limite de variação de tensão no ponto de conexão do VSG é adotado de maneira que, quando a tensão neste ponto atinge valores inferiores ao limítrofe, o controle altera o parâmetro de resistência de armadura do VSG. A resistência retorna ao seu valor de regime permanente uma vez que a tensão terminal retorna para valores nominais.

#### 5.2.4 Descrição do sistema para validação em *Hardware In The Loop* e PSCAD

Para validar os resultados encontrados, uma bancada de testes em tempo real é proposta em ambiente HIL. Esta técnica envolve a simulação de parte do sistema em tempo real enquanto uma outra parte permanece como uma parte original do sistema. Para este caso, o sistema de potência é simulado em tempo real pelo módulo HIL, como indicado na Figura 16. Enquanto isto, o controle do VSG incluindo a adaptação proposta é embarcada em um microcontrolador, indicado pela Figura 16 em azul. Esta técnica de simulação em tempo real é normalmente chamada de *Control Hardware-in-the-loop* (C-HIL) [106].

Figura 16 - Esquemático da bancada de testes em HIL.



Fonte: elaborada pelo autor.

Os parâmetros do sistema são os mesmos apresentados na Tabela 5 e os parâmetros do simulador C-HIL estão apresentados na Tabela 6. O sistema de potência será composto de um

inversor trifásico de dois níveis e filtro LCL para a operação do VSG e do conjunto de transmissão que consiste em transformador, linhas de transmissão e barramento infinito.

O conversor de potência do VSG e o sistema SMIB são simulados utilizando uma plataforma Typhoon HIL enquanto o controle do conversor é implementado utilizando uma plataforma dSPACE DS1104 R&D microcontrolada.

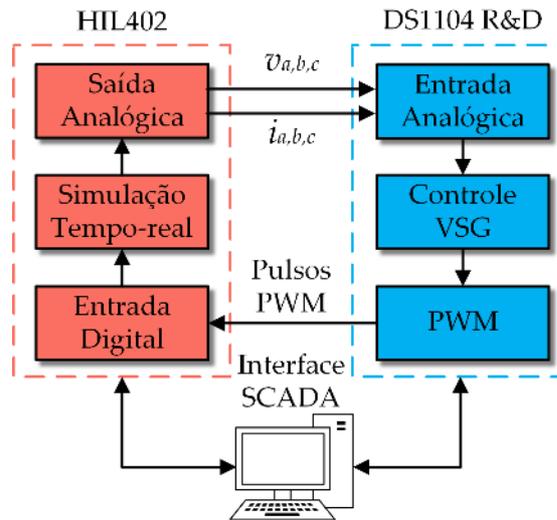
Tabela 6 - Parâmetros do sistema simulado e em C-HIL.

| <b>Parâmetros da rede</b>                           |                 |
|---|-----------------|
| <b>Parâmetro</b>                                    | <b>Valor</b>    |
| Potência base                                       | 50 kVA          |
| Tensão nominal do VSG                               | 220 V           |
| Frequência de chaveamento                           | 10 kHz          |
| Tensão da barra infinita                            | 13,8 kV         |
| Frequência da rede ( $f_n$ )                        | 60 Hz           |
| <b>Parâmetros do modelo adotado no VSG</b>          |                 |
| Resistência de armadura em regime ( $R_0$ )         | 0,002 p.u.      |
| $X_d$   | 0,92 p.u.       |
| $X'_d$  | 0,3 p.u.        |
| $X''_d$   | 0,22 p.u.       |
| $X_q$   | 0,504 p.u.      |
| $X'_q$  | 0,201 p.u.      |
| $X''_q$   | 0,132 p.u.      |
| $T'_{do}$   | 5,2 s           |
| $T'_{qo}$   | 0,85 s          |
| $T''_{do}$  | 0,029 s         |
| $T''_{qo}$  | 0,034 s         |
| <b>Parâmetros do filtro LCL</b>                     |                 |
| Indutância do lado da rede                          | 0,14376 mH      |
| Indutância do lado do conversor                     | 0,9531 mH       |
| Capacitância  | 40,935 $\mu$ F  |
| Resistência   | 0,5816 $\Omega$ |
| <b>Parâmetros do AVR e governador de velocidade</b> |                 |
| Ganho droop ( $D_p$ )                               | 2,0             |
| Referência de tensão ( $V_{ref}$ )                  | 1,0 p.u.        |
| Ganho do regulador de tensão ( $K_A$ )              | 100,0 p.u.      |
| Constante de tempo do reg. de tensão ( $T_A$ )      | 0,001 s         |
| Ganho de feedback ( $K_F$ )                         | 0,001 p.u.      |
| Constante de tempo de feedback ( $T_F$ )            | 0,1 s           |
| Ganho da excitatriz ( $K_E$ )                       | 1,0 p.u.        |
| Constante de tempo da excitatriz ( $T_E$ )          | 0,1 s           |
| <b>Parâmetros do controlador PI de saída</b>        |                 |
| Ganho proporcional ( $K_p$ )                        | 2,0             |
| Ganho integral ( $K_i$ )                            | 2000,0          |

As variáveis do sistema elétrico como tensões e correntes no ponto de conexão do VSG são medidas e enviadas para o HIL402 através das suas saídas analógicas para as entradas analógicas do DS1104. O DS1104 faz o cálculo do VSG adaptativo proposto e os sinais de

PWM são enviados para as entradas digitais do HIL402. A interface entre as duas plataformas é realizada por uma placa de roteamento que distribui as entradas e saídas do HIL402 para conectores do tipo *snap-in*. Na Figura 17, ilustra-se o diagrama de conexão entre o DS1104 e o HIL402. Na Figura 18, mostra-se a bancada de testes implementada.

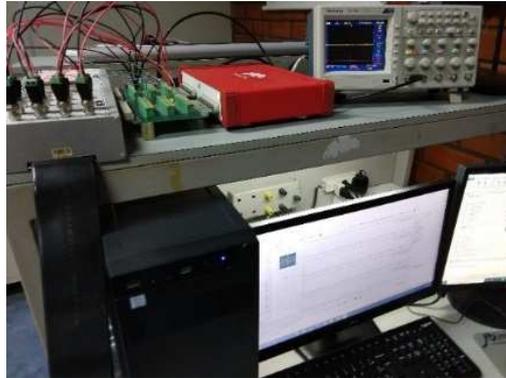
Figura 17 - Interface entre o módulo de simulação em tempo real HIL402 e a plataforma de controle dSPACE.



Fonte: elaborada pelo autor.

A supervisão da bancada de testes e a aquisição dos resultados são realizadas através dos softwares de supervisão fornecidos por ambas plataformas. Um sinal de gatilho é gerado pelo simulador de tempo real para sincronizar o armazenamento de variáveis para análises futuras e uso neste trabalho. Após a aquisição dos dados, os resultados são plotados usando o MATLAB. Por fim, um osciloscópio foi adotado para a visualização da tensão no ponto de conexão do VSG através de conexão com a placa de roteamento do HIL402.

Figura 18 - Bancada de testes C-HIL usada para validar o controle de adaptação proposto.

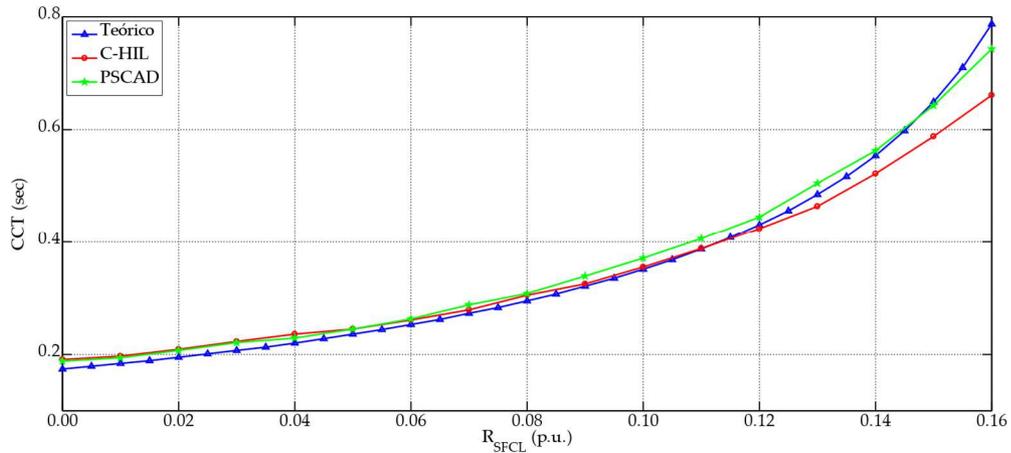


Fonte: elaborada pelo autor.

### 5.2.5 Resultados e discussões

O sistema proposto na Seção 5.2.4 foi simulado em ambiente HIL de maneira a verificar o resultado encontrado através da análise teórica feita na Seção 5.2.2. Assim, o objetivo primário da análise dos resultados é verificar se ocorre um aumento do CCT do sistema simulado com a adoção do controle adaptativo proposto, provando assim a contribuição do mesmo para a melhoria da estabilidade transiente do sistema. Portanto, assim como é proposto na análise teórica, o CCT da bancada de testes HIL é verificado para diferentes valores de resistência de SFCL virtual. O sistema é analisado para valores de resistência virtual de SFCL variando de 0.0 p.u. a 0.16 p.u. com um passo de 0.01 p.u. Para cada valor de  $R_{SFCL}$  analisado, o CCT é encontrado através de repetidas simulações em HIL ajustando-se o tempo de falta até que se encontre o máximo tempo de duração de falta em que o sistema mantém o sincronismo do VSG conectado. Para agilizar o processo de encontrar o CCT, o CCT teórico encontrado é utilizado como ponto de partida para as análises feitas e o método da bissecção é adotado com uma acurácia de 1 ms. Ao todo, 10 simulações em tempo real foram realizadas em média para encontrar o CCT em cada cenário, o que representa uma média de 170 simulações realizadas para todos os cenários. Resultados de simulação foram obtidos usando o software PSCAD para validação dos resultados teóricos e comparação com os resultados obtidos na bancada C-HIL. O PSCAD simula tanto a parte do sistema de potência quanto a estratégia de controle proposta, enquanto a bancada C-HIL tem o controle embarcado em uma plataforma microcontrolada. Ao utilizar um controlador externo e simular o sistema em tempo real, o C-HIL apresenta um ganho de fidelidade em relação à abordagem puramente simulada do PSCAD. O resultado encontrado para os CCTs do sistema com o controle VSG adaptativo está ilustrado no Gráfico 16.

Gráfico 16 - Comparação entre tempos críticos de falta: CCT teórico (azul), PSCAD (verde) e C-HIL (vermelho).



Fonte: elaborada pelo autor.

Uma comparação detalhada entre o CCT teórico e os valores obtidos pela simulação no PSCAD e na plataforma em tempo real C-HIL é feita na Tabela 7, mostrando o erro relativo para cada cenário de  $R_{SFCL}$  e o erro médio quadrático (do inglês *Root Mean Squared Error* -RMSE) considerando todos os cenários.

Tabela 7 - Erro relativo e RMSE entre resultados em C-HIL, PSCAD e resultados teóricos.

| $R_{SFCL}$<br>(p.u.) | Teórico<br>(s) | C-HIL<br>(s) | Erro<br>Relativo<br>(%) | $R_{SFCL}$<br>(p.u.) | Teórico<br>(s) | PSCAD<br>(s) | Erro<br>Relativo<br>(%) |
|----------------------|----------------|--------------|-------------------------|----------------------|----------------|--------------|-------------------------|
| 0.00                 | 0.174          | 0.191        | 9.77                    | 0.00                 | 0.174          | 0.188        | 8.05                    |
| 0.01                 | 0.184          | 0.197        | 7.06                    | 0.01                 | 0.184          | 0.194        | 5.43                    |
| 0.02                 | 0.195          | 0.209        | 7.17                    | 0.02                 | 0.195          | 0.207        | 6.15                    |
| 0.03                 | 0.207          | 0.223        | 7.72                    | 0.03                 | 0.207          | 0.221        | 6.76                    |
| 0.04                 | 0.220          | 0.236        | 7.27                    | 0.04                 | 0.220          | 0.229        | 4.09                    |
| 0.05                 | 0.236          | 0.245        | 3.81                    | 0.05                 | 0.236          | 0.245        | 3.81                    |
| 0.06                 | 0.253          | 0.261        | 8.69                    | 0.06                 | 0.253          | 0.263        | 3.95                    |
| 0.07                 | 0.273          | 0.279        | 2.19                    | 0.07                 | 0.273          | 0.288        | 5.49                    |
| 0.08                 | 0.295          | 0.305        | 3.38                    | 0.08                 | 0.295          | 0.308        | 4.41                    |
| 0.09                 | 0.321          | 0.325        | 1.24                    | 0.09                 | 0.321          | 0.339        | 5.61                    |
| 0.10                 | 0.351          | 0.355        | 1.13                    | 0.10                 | 0.351          | 0.371        | 5.70                    |
| 0.11                 | 0.387          | 0.388        | 0.25                    | 0.11                 | 0.387          | 0.406        | 4.91                    |
| 0.12                 | 0.431          | 0.424        | -1.62                   | 0.12                 | 0.431          | 0.445        | 3.25                    |
| 0.13                 | 0.485          | 0.464        | -4.32                   | 0.13                 | 0.485          | 0.505        | 4.12                    |
| 0.14                 | 0.554          | 0.522        | -5.77                   | 0.14                 | 0.554          | 0.563        | 1.62                    |
| 0.15                 | 0.649          | 0.588        | -9.39                   | 0.15                 | 0.649          | 0.643        | -0.92                   |
| 0.16                 | 0.787          | 0.661        | -16.01                  | 0.16                 | 0.787          | 0.743        | -5.59                   |
| RMSE = 0.0362 ms     |                |              |                         | RMSE = 0.0172 ms     |                |              |                         |

Os resultados revelam um aumento no CCT com o aumento da resistência adicional durante a falta. De fato, é possível observar um aumento de 470 ms entre o CCT para o maior valor de  $R_{SFCL}$  adotado em tempo real no C-HIL e o VSG sem a alteração da resistência de armadura em seu modelo. Isto representa um acréscimo percentual de 346% no valor de CCT e, portanto, na margem de estabilidade do sistema. O resultado obtido tempo real pela plataforma C-HIL confirma a análise teórica realizada e os resultados de simulação obtidos no PSCAD, mostrando um aumento consistente do CCT com o aumento de  $R_{SFCL}$ . As curvas mostradas no Gráfico 16 apresentam o mesmo padrão ao longo de toda a faixa de variação de  $R_{SFCL}$ .

Este resultado é apoiado pelos valores de erro relativo mostrados na Tabela 7, indicando um erro limitado ao longo de toda a faixa de variação de  $R_{SFCL}$ . Além disso, o pequeno valor de RMSE calculado confirma a proximidade entre as curvas de CCT teórica, simulada pelo PSCAD e obtida pela bancada C-HIL. É possível concluir que, apesar de o dispositivo físico SFCL não estar presente no sistema e seu comportamento ter sido virtualizado na modelagem do VSG, a contribuição para a melhoria da estabilidade transiente está presente na operação do sistema. Resultados similares quanto ao aumento do CCT podem ser obtidos por um controle de adaptação da constante de inércia do VSG. O CCA não se altera com a modificação apenas da inércia da máquina pois as curvas de potência-ângulo do sistema não são afetadas, no entanto, o aumento da inércia implicaria na solução da equação de oscilação de potência da máquina levando à dinâmicas mais lentas e uma reduzida aceleração da máquina durante a falta, portanto, aumentando o CCT. Porém, a relação entre CCT e constante de inércia possui uma característica de saturação, como discutido na Seção 5.1.1, levando a um reduzido ganho de CCT com o aumento da inércia  $H$ .

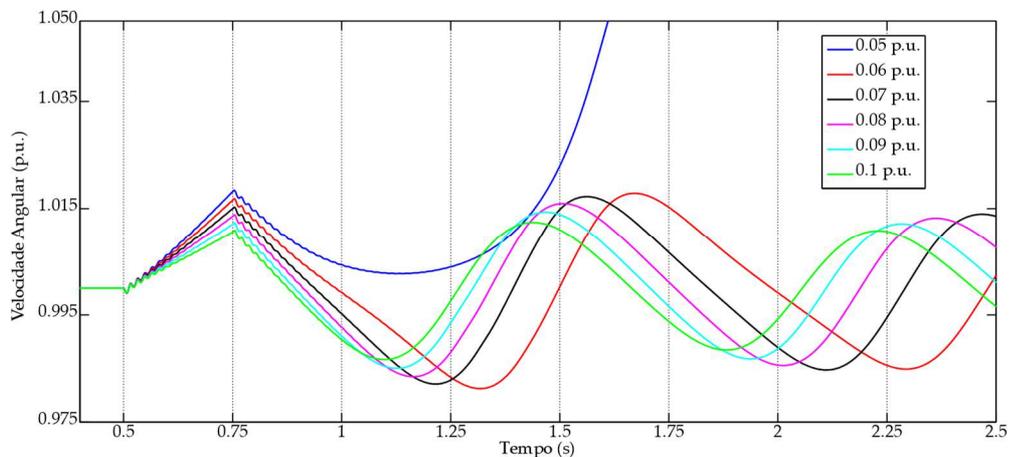
Especificamente o comportamento do VSG do ponto de vista de velocidade angular e ângulo de rotor virtual pode ser analisado para confirmar a melhoria da estabilidade. Para esta análise, o tempo de extinção da falta é mantido constante em 250 ms e o sistema é simulado em tempo real para diferentes valores de  $R_{SFCL}$ . No Gráfico 17, mostra-se a velocidade angular de rotor para o VSG nesta situação, enquanto no Gráfico 18, mostra-se o comportamento do ângulo de rotor. A falta é aplicada no instante 0.5 s e extinta em 0.75 s.

Do Gráfico 17 é possível observar que, quanto maior o valor de resistência inserida ao equacionamento do VSG durante a falta, menor é a velocidade máxima atingida pela máquina no momento da extinção da falta em 0.75 s. A aceleração do rotor virtual do VSG é menos

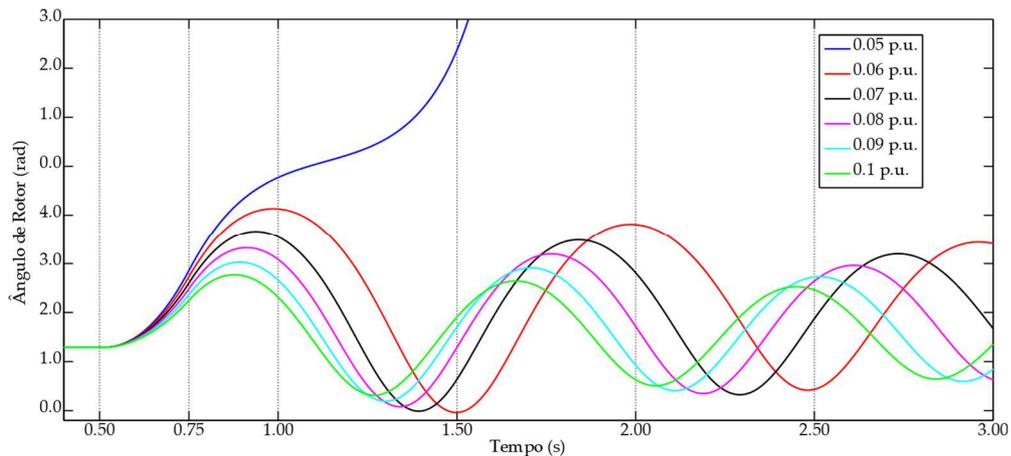
acentuada nos cenários em que o controle adaptativo atua aumentando a resistência de armadura. Em outras palavras, a energia extra injetada ao rotor da máquina no curto-circuito é reduzida. Este resultado serve para fortalecer ainda mais o aumento do CCT mostrado no Gráfico 16, comprovando a contribuição do controle proposto para a melhoria da estabilidade transiente do sistema. O Gráfico 18 demonstra na prática o resultado encontrado através do critério de áreas iguais de aumento de CCA com o aumento de  $R_{SFCL}$ . A aceleração do rotor é diminuída e a separação angular é menor ao término da falta. Como consequência, o sistema é capaz de atingir níveis maiores de separação angular sem atingir o nível crítico de absorção de energia. O Gráfico 18 também mostra que, quanto maiores os valores de resistência inseridos na armadura do VSG, mais amortecidas são as oscilações angulares, o que por sua vez é refletido em uma resposta de potência ativa amortecida após a extinção da falta. Isto leva o sistema a tempos de acomodação menores para a resposta dinâmica do VSG após a falta.

Adicionalmente, o plano de fase mostrado no Gráfico 19 pode ser utilizado para condensar os resultados visualizados nos Gráfico 17 e 18.

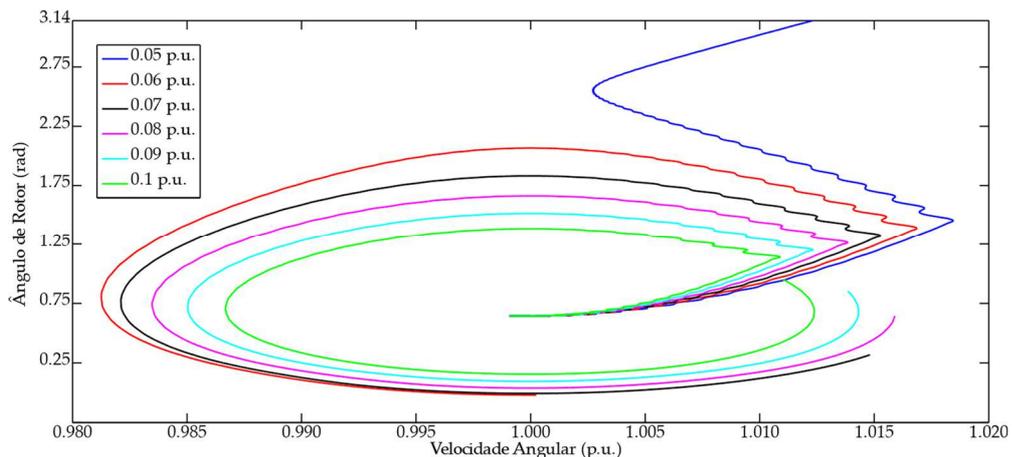
Gráfico 17 - Velocidade angular para um tempo de extinção de falta de 250 ms e diferentes valores de  $R_{SFCL}$ .



Fonte: elaborada pelo autor.

Gráfico 18 - Ângulo de rotor para um tempo de extinção de falta de 250 ms e diferentes valores de  $R_{SFCL}$ .

Fonte: elaborada pelo autor.

Gráfico 19 - Representação em plano de fase para um tempo de extinção de falta de 250 ms e diferentes valores de  $R_{SFCL}$ .

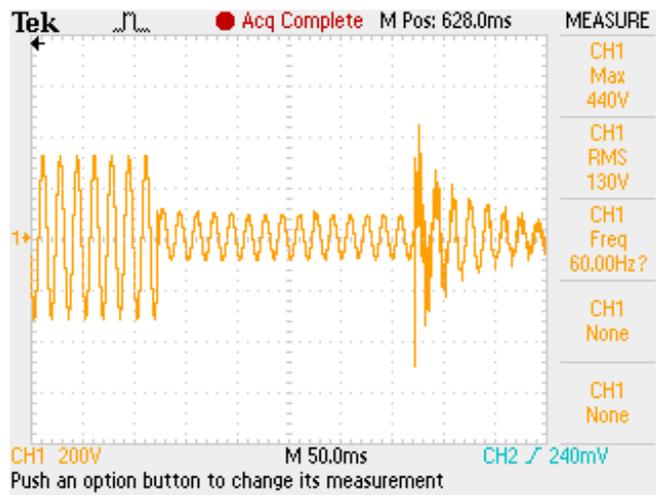
Fonte: elaborada pelo autor.

O plano de fase é uma ferramenta gráfica que permite visualizar a trajetória do sistema em situações de falta. Nos casos em que o sistema se mantém estável após a extinção da falta, é possível observar que a trajetória do sistema se mantém limitada e caminha para um novo ponto de equilíbrio. A trajetória é mais confinada em ambos os eixos de velocidade e ângulo de rotor para maiores valores de resistência. No entanto, quando o sistema perde o sincronismo após a extinção da falta ( $R_{SFCL} = 0.05$  p.u., por exemplo), a trajetória do sistema deixa a região de estabilidade em um movimento infinito. Esta situação de instabilidade também pode ser observada nas Figuras 10 e 11 para  $R_{SFCL} = 0.05$  p.u.

Por fim, as Figura 19 a 21 são utilizados para demonstrar a oscilografia da tensão do sistema no lado de baixa tensão (LV) do transformador durante o período de pré-falta, durante a falta e pós-falta. Na Figura 19, mostra-se a tensão de linha do sistema para um tempo de falta de 250 ms e  $R_{SFCL} = 0.0$  p.u. Nas Figura 20 e 21, apresentam-se dois cenários para valores de  $R_{SFCL}$  diferentes de zero. Na Figura 20, apresenta-se um cenário em que o sistema se mantém estável para  $R_{SFCL} = 0.06$  p.u., enquanto na Figura 21, apresenta-se o sistema estável para  $R_{SFCL} = 0.1$  p.u. Pode-se observar na Figura 19 que a tensão do sistema entra em colapso logo após a extinção da falta indicando a instabilidade do sistema para estas condições. Em contraste, é possível verificar nas Figura 20 e 21 uma tendência de retorno da tensão terminal do VSG para valores nominais. Em particular, para a situação da Figura 21 em que  $R_{SFCL} = 0.1$  p.u., a tensão do VSG após a falta retorna de maneira mais rápida para valores próximos ao nominal.

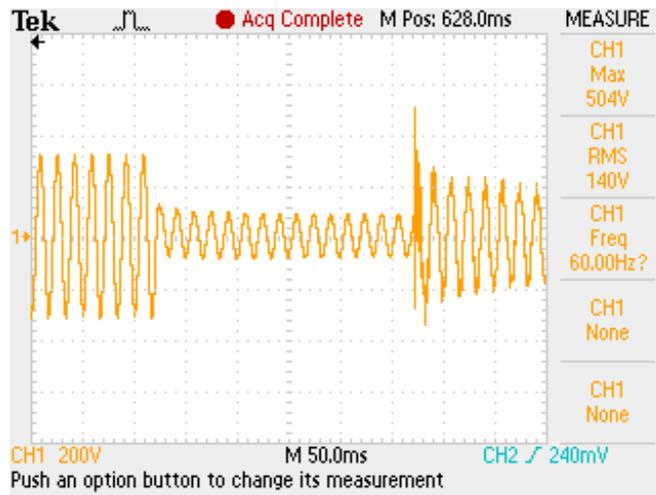
Além disso, o pico de tensão atingido no momento da extinção da falta no cenário em que  $R_{SFCL} = 0.06$  p.u. é superior em comparação ao VSG com  $R_{SFCL} = 0.1$  p.u. No primeiro caso, a tensão atinge 504 V quando a falta é extinta, enquanto para o segundo cenário a tensão atinge um máximo de 440 V.

Figura 19 - Tensão de saída do VSG para um curto circuito com duração de 250 ms e  $R_{SFCL} = 0.0$  p.u.



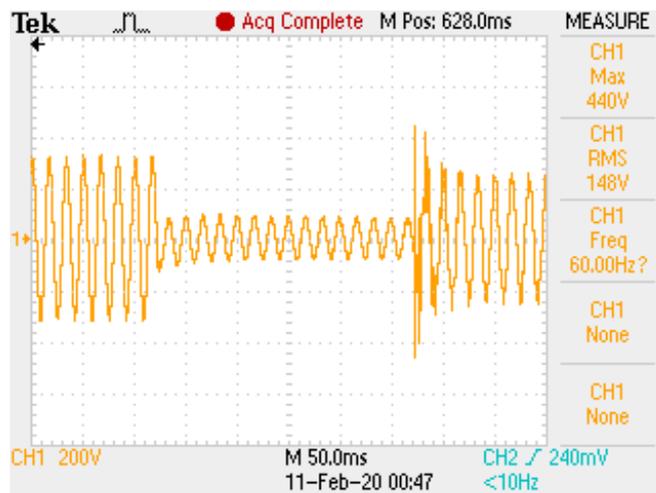
Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 20 - Tensão de saída do VSG para um curto circuito com duração de 250 ms e  $R_{SFCL} = 0.06$  p.u.



Fonte: elaborada pelo autor.

Figura 21 - Tensão de saída do VSG para um curto circuito com duração de 250 ms e  $R_{SFCL} = 0.10$  p.u.



Fonte: elaborada pelo autor.

### 5.3 Conclusão

Este capítulo apresentou duas propostas de controle adaptativo para o VSG baseadas no princípio da adaptabilidade de parâmetros do mesmo. Duas categorias de controle adaptativo foram analisadas e demonstradas através de resultados de simulação. As estratégias de controle foram analisadas utilizando-se as métricas de estabilidade transiente validadas anteriormente no Capítulo 4. Os resultados mostram uma contribuição positiva de ambas as estratégias de controle adaptativo para a melhora na estabilidade transiente do sistema elétrico.

## 6 CONCLUSÕES FINAIS

Neste trabalho, apresentou-se ao longo dos Capítulos 4 e 5, as suas principais contribuições. A utilização do método híbrido baseado na função de energia transiente foi proposta para a verificação da estabilidade transiente de sistemas com inserção de VSGs e sua utilização ficou comprovada extensivamente através de resultados de simulação. Em paralelo a isto, a contribuição do VSG para a estabilidade angular do SEP ficou evidenciada através dos níveis de tempo crítico de falta encontrados, similares aos de sistemas na presença de máquinas síncronas com valores de inercia equivalentes.

Através da base fornecida pelas métricas de estabilidade adotadas e pelos métodos de análise propostos, a adaptabilidade de parâmetros do VSG foi estudada culminando na proposição de duas estratégias de controle adaptativo distintas. Os conceitos de controle adaptativo preventivo e corretivo foram propostos para categorizar as estratégias de controle em questão. O controle adaptativo preventivo proposto foi discutido e uma aplicação baseada na variação da constante de inércia do VSG foi apresentada e validada através de resultados de simulação. Os resultados mostraram que o controle preventivo é uma alternativa muito promissora para a aplicação em sistemas reais com a presença de VSGs de grande porte.

O controle corretivo foi proposto e sua eficácia foi avaliada através de resultados de simulação e resultados em bancada C-HIL. Uma adaptação no modelo de máquina síncrona utilizada na implementação de um VSG foi feita de maneira a incorporar o comportamento de SFCL resistivos em situações de falta no sistema. Com isto, a resistência de armadura virtual do VSG foi modificada para virtualizar o comportamento do SFCL. O objetivo é mostrar que a virtualização do SFCL através do controle adaptativo proposto é capaz de melhorar a estabilidade transiente de um sistema de potência com a inserção de VSGs. Uma análise teórica do problema foi conduzida e as análises feitas foram verificadas através de uma bancada de testes C-HIL e simulação no PSCAD.

Os resultados encontrados mostram um aumento no CCT do sistema com o controle adaptativo proposto. Adicionalmente, os resultados mostraram que o aumento no CCT acompanha o aumento nos valores de  $R_{SFCL}$ , mostrando uma característica de proporcionalidade direta. Os resultados em C-HIL e PSCAD mostram uma conformidade com o resultado teórico encontrado com ambos os CCTs, apresentando valores semelhantes com erros relativos e RMSE mínimos. A análise baseada no critério de áreas iguais é corroborada pelos resultados de velocidade

angular e ângulo de rotor que mostram um amortecimento na aceleração do rotor virtual do VSG durante a falta. O aumento do CCT demonstra a melhoria na margem de estabilidade transiente do sistema em que o VSG está inserido. Uma vez que isto é conseguido através da virtualização do comportamento de um dispositivo físico, o controle adaptativo mostra que é capaz de contribuir para a melhoria da estabilidade do sistema sem a necessidade de alteração na sua topologia.

## REFERÊNCIAS

- [1] Kundur P, Balu NJ, Lauby MG. Power system stability and control. 1st ed. New York: McGraw-hill; 1994.
- [2] Kundur P, Paserba J, Ajarapu V, Andersson G, Bose A, Canizares C, et al. Definition and classification of power system stability. IEEE Trans Power Syst 2004. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>.
- [3] Gautam D, Vittal V, Harbour T. Impact of Increased Penetration of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Transient and Small Signal Stability of Power Systems. IEEE Trans Power Syst 2009;24:1426–34. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2021234>.
- [4] Shi L, Sun S, Yao L, Ni Y, Bazargan M. Effects of wind generation intermittency and volatility on power system transient stability. IET Renew Power Gener 2014;8:509–21. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2013.0028>.
- [5] Chowdhury MA, Hosseinzadeh N, Shen WX, Pota HR. Comparative study on fault responses of synchronous generators and wind turbine generators using transient stability index based on transient energy function. Int J Electr Power Energy Syst 2013;51:145–52. <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2013.02.025>.
- [6] Komoto K, Ehara T, Xu H, Lv F, Wang S, Sinha P, et al. IEA PVPS Task8 - Energy from the Desert: Very Large Scale PV Power Plants for Shifting to Renewable Energy Future. 2015.
- [7] As maiores usinas de energia solar do Brasil | Portal Solar - Tudo Sobre Energia Solar Fotovoltaica n.d. <https://www.portalsolar.com.br/moiores-usinas-de-energia-solar-do-brasil> (acesso em 7 de Setembro, 2020).
- [8] Shah R, Mithulananthan N, Bansal RC, Ramachandramurthy VK. A review of key power system stability challenges for large-scale PV integration. Renew Sustain Energy Rev 2015;41:1423–36. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.027>.
- [9] Ding M, Xu Z, Wang W, Wang X, Song Y, Chen D. A review on China's large-scale PV integration: Progress, challenges and recommendations. Renew Sustain Energy Rev 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.009>.

- [10] Cabrera-Tobar A, Bullich-Massagué E, Aragüés-Peñalba M, Gomis-Bellmunt O. Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system. *Renew Sustain Energy Rev* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.044>.
- [11] Ruiz-Rodriguez FJ, Bueno PG, Hernández JC. Stability assessment for transmission systems with large utility-scale photovoltaic units. *IET Renew Power Gener* 2016. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2015.0331>.
- [12] Eftekharijad S, Vittal V, Heydt GT, Keel B, Loehr J. Impact of Increased Penetration of Photovoltaic Generation on Power Systems. *Power Syst IEEE Trans* 2013. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2216294>.
- [13] Tan YT, Kirschen DS. Impact on the power system of a large penetration of photovoltaic generation. 2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES, 2007. <https://doi.org/10.1109/PES.2007.385563>.
- [14] Driesen J, Visscher K. Virtual synchronous generators. 2008 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. - Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, Pittsburgh, USA: IEEE; 2008, p. 1–3. <https://doi.org/10.1109/PES.2008.4596800>.
- [15] Beck H-P, Hesse R. Virtual synchronous machine. 2007 9th Int. Conf. Electr. Power Qual. Util., Barcelona, Spain: IEEE; 2007, p. 1–6. <https://doi.org/10.1109/EPQU.2007.4424220>.
- [16] D'Arco S, Suul JA. Virtual synchronous machines — Classification of implementations and analysis of equivalence to droop controllers for microgrids. 2013 IEEE Grenoble Conf., IEEE; 2013, p. 1–7. <https://doi.org/10.1109/PTC.2013.6652456>.
- [17] Encarnação LF, Carletti D, de Angeli Souza S, de Barros Jr. O, Broedel DC, Rodrigues PT. Virtual Inertia for Power Converter Control. *Adv. Renew. Energies Power Technol.*, vol. 2. 1st ed., Elsevier; 2018, p. 377–411. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813185-5.00010-3>.
- [18] Torres M, Espinoza J, Moran L, Rohten J, Melin P. Integration of a large-scale photovoltaic plant using a multilevel converter topology and virtual synchronous generator control. 2014 IEEE 23rd Int. Symp. Ind. Electron., IEEE; 2014, p. 2620–4.

- <https://doi.org/10.1109/ISIE.2014.6865033>.
- [19] Remon D, Cañizares CA, Rodriguez P. Impact of 100-MW-scale PV plants with synchronous power controllers on power system stability in northern Chile. *IET Gener Transm Distrib* 2017;11:2958–64. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0203>.
- [20] Alipoor J, Miura Y, Ise T. Power System Stabilization Using Virtual Synchronous Generator With Alternating Moment of Inertia. *IEEE J Emerg Sel Top Power Electron* 2015;3:451–8. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2014.2362530>.
- [21] Torres L. MA, Lopes LAC, Moran T. LA, Espinoza C. JR. Self-Tuning Virtual Synchronous Machine: A Control Strategy for Energy Storage Systems to Support Dynamic Frequency Control. *IEEE Trans Energy Convers* 2014;29:833–40. <https://doi.org/10.1109/TEC.2014.2362577>.
- [22] Li D, Zhu Q, Lin S, Bian XY. A Self-Adaptive Inertia and Damping Combination Control of VSG to Support Frequency Stability. *IEEE Trans Energy Convers* 2017;32:397–8. <https://doi.org/10.1109/TEC.2016.2623982>.
- [23] Haritha MS, Nair DS. Review on virtual synchronous generator (VSG) for enhancing performance of microgrid. 2018 Int. Conf. Power, Signals, Control Comput., IEEE; 2018, p. 1–5. <https://doi.org/10.1109/EPSCICON.2018.8379587>.
- [24] Bevrani H, Ise T, Miura Y. Virtual synchronous generators: A survey and new perspectives. *Int J Electr Power Energy Syst* 2014;54:244–54. <https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2013.07.009>.
- [25] Raisch J. On Virtual inertia Application in Power Grid Frequency Control. *Energy Procedia* 2017;141:681–8. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2017.11.093>.
- [26] Arricibita D, Sanchis P, Marroyo L. Virtual synchronous generators classification and common trends. *IECON 2016 - 42nd Annu. Conf. IEEE Ind. Electron. Soc., IEEE; 2016*, p. 2433–8. <https://doi.org/10.1109/IECON.2016.7793025>.
- [27] Balijepalli VSKM, Ukil A, Karthikeyan N, Gupta AK, Shicong Y. Virtual synchronous generators as potential solution for electricity Grid compliance studies. 2016 IEEE Reg. 10 Conf., IEEE; 2016, p. 718–22. <https://doi.org/10.1109/TENCON.2016.7848096>.

- [28] Carletti D, Broedel D, Rodrigues P, Souza S, Fardin J, Encarnação L. Estratégias de Controle Inercial para Conversores de Potência: Aplicações e Tendências. XII CBQEE, Curitiba: 2017.
- [29] Jin-Song Meng, Shu-heng Chen, Chang-Hua Zhang, Xin Chen, Qing-Chang Zhong, Zhi-peng Lv, et al. An Improved Synchronverter Model and its Dynamic Behaviour Comparison with Synchronous Generator. 2nd IET Renew. Power Gener. Conf. (RPG 2013), Institution of Engineering and Technology; 2013, p. 4.13-4.13. <https://doi.org/10.1049/cp.2013.1879>.
- [30] Carletti D, Fardin J, Encarnação L. Desenvolvimento de um Gerador Síncrono Virtual. IEEE/ IAS Int. Conf. Ind. Appl., Juiz de Fora: 2014.
- [31] Souza S, Carletti D, Encarnação L. A Virtual Synchronous Machine Implementation and a Tuning Strategy for its Excitation and Governing Systems. VI Simpósio Bras. Sist. Elétricos, Natal: 2016.
- [32] Pelczar C. Mobile Virtual Synchronous Machine for Vehicle-to-Grid Applications. Clausthal University of Technology, 2012.
- [33] Chen Y, Hesse R, Turschner D, Beck H-P. Improving the grid power quality using virtual synchronous machines. 2011 Int. Conf. Power Eng. Energy Electr. Drives, IEEE; 2011, p. 1–6. <https://doi.org/10.1109/PowerEng.2011.6036498>.
- [34] Chen Y, Hesse R, Turschner D, Beck H-P. Dynamic Properties of the Virtual Synchronous Machine (VISMA). RE&PQJ 2011.
- [35] Chen Y, Hesse R, Turschner D, Beck HP. Investigation of the virtual synchronous machine in the island mode. IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur., 2012. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2012.6465648>.
- [36] Zhong Q-C, Weiss G. Static synchronous generators for distributed generation and renewable energy. 2009 IEEE/PES Power Syst. Conf. Expo., Seattle, USA: IEEE; 2009, p. 1–6. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2009.4840013>.
- [37] Zhong Q-C, Weiss G. Synchronverters: Inverters That Mimic Synchronous Generators. IEEE Trans Ind Electron 2011;58:1259–67. <https://doi.org/10.1109/TIE.2010.2048839>.

- [38] Zhong QC, Nguyen PL, Ma Z, Sheng W. Self-synchronized synchronverters: Inverters without a dedicated synchronization unit. *IEEE Trans Power Electron* 2014. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2013.2258684>.
- [39] Qu Z, Yang H, Cai Y, Wang H. Application of virtual synchronous generator technology in three-phase four-leg inverter. 2017 20th Int. Conf. Electr. Mach. Syst., IEEE; 2017, p. 1–6. <https://doi.org/10.1109/ICEMS.2017.8056346>.
- [40] Van Wesenbeeck MPN, De Haan SWH, Varela P, Visscher K. Grid tied converter with virtual kinetic storage. 2009 IEEE Bucharest PowerTech Innov. Ideas Toward Electr. Grid Futur., 2009. <https://doi.org/10.1109/PTC.2009.5282048>.
- [41] Visscher K, de Haan S. Virtual synchronous machines (VSGs) for frequency stabilisation in future grids with a significant share of decentralized generation. *SmartGrids Distrib 2008 IET-CIRED CIRED Semin 2008*. <https://doi.org/10.1049/ic:20080487>.
- [42] Grigsby LL. *Power system stability and control*. CRC press; 2016.
- [43] Machowski J, Bialek JW, Bumby JR. *Power System Dynamics: Stability and Control*. 2nd ed. West Sussex, UK: John Wiley & Sons; 2008.
- [44] Pavella M, Ernst D, Ruiz-Vega D. *Transient Stability of Power Systems A Unified Approach to Assessment and Control*. Kluwer Acad Publ 2000.
- [45] Borralho Machado Ferreira CM. *Análise da Estabilidade Transitória de Sistemas Eléctricos de Energia Utilizando Formulações Híbridas*. Universidade do Porto, 2005.
- [46] Grainger JJ, Stevenson WD. *Power system analysis*. 1st ed. Singapore: McGraw-Hill Education; 1994.
- [47] Sauer PW, Pai MA, Chow JH. *Power system dynamics and stability : with synchrophasor measurement and power system toolbox*. John Wiley & Sons; 2017.
- [48] Gless G. Direct Method of Liapunov Applied to Transient Power System Stability. *IEEE Trans Power Appar Syst* 1966;PAS-85:159–68. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1966.291553>.
- [49] Luders G. *Transient Stability of Multimachine Power Systems via the Direct Method of*

- Lyapunov. IEEE Trans Power Appar Syst 1971;PAS-90:23–36. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1971.292895>.
- [50] Pai MA. Energy function analysis for power system stability. Springer Science & Business Media; 2012.
- [51] Chiang H-D, Thorp JS. The closest unstable equilibrium point method for power system dynamic security assessment. IEEE Trans Circuits Syst 1989;36:1187–200. <https://doi.org/10.1109/31.34664>.
- [52] Hsiao-Dong Chiang, Wu FF, Varaiya PP. A BCU method for direct analysis of power system transient stability. IEEE Trans Power Syst 1994;9:1194–208. <https://doi.org/10.1109/59.336079>.
- [53] Athay T, Podmore R, Virmani S. A Practical Method for the Direct Analysis of Transient Stability. IEEE Trans Power Appar Syst 1979;PAS-98:573–84. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319407>.
- [54] Kakimoto N, Ohsawa Y, Hayashi M. Transient Stability Analysis of Multimachine Power System with Field Flux Decays via Lyapunov's Direct Method. IEEE Trans Power Appar Syst 1980;PAS-99:1819–27. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1980.319772>.
- [55] Ribbens-Pavella M, Murthy P, Horward J. The acceleration approach to practical stability domain estimation in power systems. 1981 20th IEEE Conf. Decis. Control Incl. Symp. Adapt. Process., IEEE; 1981, p. 471–7. <https://doi.org/10.1109/CDC.1981.269568>.
- [56] Fouad A, Vittal V, Oh T. Critical Energy for Direct Transient Stability Assessment of a Multimachine Power System. IEEE Trans Power Appar Syst 1984;PAS-103:2199–206. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1984.318533>.
- [57] Fouad A, Stanton S. Transient Stability of a Multi-Machine Power System Part I: Investigation of System Trajectories. IEEE Trans Power Appar Syst 1981;PAS-100:3408–16. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1981.316683>.
- [58] Fouad AA, Vittal V. The transient energy function method. Int J Electr Power Energy Syst 1988;10:233–46. [https://doi.org/10.1016/0142-0615\(88\)90011-7](https://doi.org/10.1016/0142-0615(88)90011-7).

- [59] Le-Thanh L, Tran-Quoc T, Devaux O, Chilard O, Kieny C, Hadjsaid N, et al. Hybrid methods for transient stability assessment and preventive control for distributed generators. 2008 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. - Convers. Deliv. Electr. Energy 21st Century, IEEE; 2008, p. 1–6. <https://doi.org/10.1109/PES.2008.4596023>.
- [60] Maria GA, Tang C, Kim J. Hybrid transient stability analysis (power systems). IEEE Trans Power Syst 1990;5:384–93. <https://doi.org/10.1109/59.54544>.
- [61] Liu S, Wang XP, Yu QZ. Hybrid transient stability analysis using structure preserving model. Int J Electr Power Energy Syst 1996;18:347–52. [https://doi.org/10.1016/0142-0615\(95\)00003-8](https://doi.org/10.1016/0142-0615(95)00003-8).
- [62] Hong C, Jing X, Yuanda S. A Hybrid Method for Transient Stability Analysis. IFAC Proc Vol 1997;30:583–7. [https://doi.org/10.1016/S1474-6670\(17\)46468-8](https://doi.org/10.1016/S1474-6670(17)46468-8).
- [63] Xue Y, Van Custem T, Ribbens-Pavella M. Extended equal area criterion justifications, generalizations, applications. IEEE Trans Power Syst 1989;4:44–52. <https://doi.org/10.1109/59.32456>.
- [64] Zhang Y, Wehenkel L, Rousseaux P, Pavella M. SIME: A hybrid approach to fast transient stability assessment and contingency selection. Int J Electr Power Energy Syst 1997;19:195–208. [https://doi.org/10.1016/S0142-0615\(96\)00047-6](https://doi.org/10.1016/S0142-0615(96)00047-6).
- [65] Tan HM, Zivanovic R. Integrating the SIME method with standard time domain simulation software to search for transient stability limits. Power Eng. Conf. AUPEC-08, Sydney: [publisher not identified]; 2008.
- [66] Zhang Y, Rousseaux P, Wehenkel L, Pavella M, Xue Y, Meyer B, et al. Hybrid Extended Equal-Area Criterion for Fast Transient Stability Assessment with Detailed Power System Models. IFAC Proc Vol 1995;28:49–54. [https://doi.org/10.1016/S1474-6670\(17\)44733-1](https://doi.org/10.1016/S1474-6670(17)44733-1).
- [67] Sun K, Likhate S, Vittal V, Kolluri VS, Mandal S. An Online Dynamic Security Assessment Scheme Using Phasor Measurements and Decision Trees. IEEE Trans Power Syst 2007;22:1935–43. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.908476>.
- [68] Rovnyak S, Kretsinger S, Thorp J, Brown D. Decision trees for real-time transient

- stability prediction. *IEEE Trans Power Syst* 1994;9:1417–26. <https://doi.org/10.1109/59.336122>.
- [69] Wehenkel L, Pavella M, Euxibie E, Heilbronn B. Decision tree based transient stability method a case study. *IEEE Trans Power Syst* 1994;9:459–69. <https://doi.org/10.1109/59.317577>.
- [70] Chang CS. Online transient stability evaluation of interconnected power systems using pattern recognition strategy. *IEE Proc C Gener Transm Distrib* 1993;140:115. <https://doi.org/10.1049/ip-c.1993.0016>.
- [71] Garcia G, Bernussou J, Berbiche M. Pattern recognition applied to transient stability analysis of power systems with modelling including voltage and speed regulation. *IEE Proc B Electr Power Appl* 1992;139:321. <https://doi.org/10.1049/ip-b.1992.0039>.
- [72] Ostojic DR, Heydt GT. Transient stability assessment by pattern recognition in the frequency domain. *IEEE Trans Power Syst* 1991;6:231–7. <https://doi.org/10.1109/59.131067>.
- [73] Amjady N, Majedi SF. Transient Stability Prediction by a Hybrid Intelligent System. *IEEE Trans Power Syst* 2007;22:1275–83. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.901667>.
- [74] Sobajic DJ, Pao Y-H. Artificial neural-net based dynamic security assessment for electric power systems. *IEEE Trans Power Syst* 1989;4:220–8. <https://doi.org/10.1109/59.32481>.
- [75] Mansour Y, Chang AY, Tamby J, Vaahedi E, Corns BR, El-Sharkawi MA. Large scale dynamic security screening and ranking using neural networks. *IEEE Trans Power Syst* 1997;12:954–60. <https://doi.org/10.1109/59.589789>.
- [76] Mihalic R, Gabrijel U. A Structure-Preserving Energy Function for a Static Series Synchronous Compensator. *IEEE Trans Power Syst* 2004;19:1501–7. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.826767>.
- [77] Gabrijel U, Mihalic R. Direct methods for transient stability assessment in power systems comprising controllable series devices. *IEEE Trans Power Syst* 2002;17:1116–

22. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2002.805015>.
- [78] Aghaei J, Heidari A, Asban M, Zarei M, Agelidis VG, Ghavidel S. Determining potential stability enhancements of flexible AC transmission system devices using corrected transient energy function. *IET Gener Transm Distrib* 2016;10:470–6. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0849>.
- [79] Azbe V, Mihalic R. Energy function for an interline power-flow controller. *Electr Power Syst Res* 2009;79:945–52. <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2008.12.003>.
- [80] Nasri A, Eriksson R, Ghandhari M. Using trajectory sensitivity analysis to find suitable locations of series compensators for improving rotor angle stability. *Electr Power Syst Res* 2014;111:1–8. <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2014.01.022>.
- [81] Zamora-Cárdenas A, Fuerte-Esquivel CR. Multi-parameter trajectory sensitivity approach for location of series-connected controllers to enhance power system transient stability. *Electr Power Syst Res* 2010;80:1096–103. <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2010.02.002>.
- [82] Haque MH. Best location of SVC to improve first swing stability limit of a power system. *Electr Power Syst Res* 2007;77:1402–9. <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2006.10.010>.
- [83] IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005) : IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. IEEE; 2016. <https://doi.org/10.1109/IEEEESTD.2016.7553421>.
- [84] Rodriguez J, Bernet S, Steimer PK, Lizama IE. A Survey on Neutral-Point-Clamped Inverters. *IEEE Trans Ind Electron* 2010;57:2219–30. <https://doi.org/10.1109/TIE.2009.2032430>.
- [85] Rodriguez J, Franquelo LG, Kouro S, Leon JI, Portillo RC, Prats MAM, et al. Multilevel Converters: An Enabling Technology for High-Power Applications. *Proc IEEE* 2009;97:1786–817. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2009.2030235>.
- [86] António-Ferreira A, Collados-Rodríguez C, Gomis-Bellmunt O. Modulation techniques applied to medium voltage modular multilevel converters for renewable energy integration: A review. *Electr Power Syst Res* 2018;155:21–39.

- <https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2017.08.015>.
- [87] McGrath BP, Holmes DG. Multicarrier PWM strategies for multilevel inverters. *IEEE Trans Ind Electron* 2002;49:858–67. <https://doi.org/10.1109/TIE.2002.801073>.
- [88] Carrara G, Gardella S, Marchesoni M, Salutari R, Sciutto G. A new multilevel PWM method: a theoretical analysis. *IEEE Trans Power Electron* 1992;7:497–505. <https://doi.org/10.1109/63.145137>.
- [89] Liserre M, Blaabjerg F, Hansen S. Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier. *IEEE Trans Ind Appl* 2005;41:1281–91. <https://doi.org/10.1109/TIA.2005.853373>.
- [90] Milano F, Vanfretti L, Morataya JC. An Open Source Power System Virtual Laboratory: The PSAT Case and Experience. *IEEE Trans Educ* 2008;51:17–23. <https://doi.org/10.1109/TE.2007.893354>.
- [91] Khan AZ. Effects of power system parameters on critical clearing time: comprehensive analysis. *Electr Power Syst Res* 1999;49:37–44. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(98\)00097-2](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(98)00097-2).
- [92] Cai HR, Chung CY, Wong KP. Application of Differential Evolution Algorithm for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow. *IEEE Trans Power Syst* 2008;23:719–28. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2008.919241>.
- [93] Mo N, Zou ZY, Chan KW, Pong TYG. Transient stability constrained optimal power flow using particle swarm optimisation. *IET Gener Transm Distrib* 2007;1:476. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd:20060273>.
- [94] Pizano-Martinez A, Fuerte-Esquivel CR, Ruiz-Vega D. A New Practical Approach to Transient Stability-Constrained Optimal Power Flow. *IEEE Trans Power Syst* 2011;26:1686–96. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2095045>.
- [95] He M, Vittal V, Zhang J. Online dynamic security assessment with missing pmu measurements: A data mining approach. *IEEE Trans Power Syst* 2013;28:1969–77. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2246822>.
- [96] Rueda JL, Cepeda JC, Echeverría DE, Colomé DG. Real-time transient stability

- assessment based on centre-of-inertia estimation from phasor measurement unit records. *IET Gener Transm Distrib* 2014;8:1363–76. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0616>.
- [97] Sung BC, Park DK, Park J, Ko TK. Study on a Series Resistive SFCL to Improve Power System Transient Stability: Modeling, Simulation, and Experimental Verification. *IEEE Trans Ind Electron* 2009;56:2412–9. <https://doi.org/10.1109/TIE.2009.2018432>.
- [98] Duarte Couto Oliveira F. Suportabilidade a Afundamentos de Tensão em Geradores DFIG Empregando Limitador Supercondutor. Universidade Federal do Espírito Santo, 2016.
- [99] Lee S, Lee C, Ko TK, Hyun O. Stability analysis of a power system with superconducting fault current limiter installed. *IEEE Trans Applied Supercond* 2001;11:2098–101. <https://doi.org/10.1109/77.920270>.
- [100] Almeida ME, Rocha CS, Dente JA, Branco PJC. Enhancement of power system transient stability and power quality using superconducting fault current limiters. 2009 Int. Conf. Power Eng. Energy Electr. Drives, Lisbon, Portugal: IEEE; 2009, p. 425–30. <https://doi.org/10.1109/POWERENG.2009.4915203>.
- [101] Alaraifi S, El Moursi MS. Design considerations of superconducting fault current limiters for power system stability enhancement. *IET Gener Transm Distrib* 2017;11:2155–63. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2016.0549>.
- [102] Didier G, Lévêque J, Rezzoug A. A novel approach to determine the optimal location of SFCL in electric power grid to improve power system stability. *IEEE Trans Power Syst* 2013;28:978–84. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2224386>.
- [103] Son GT, Lee HJ, Lee SY, Park JW. A study on the direct stability analysis of multi-machine power system with resistive SFCL. *IEEE Trans Appl Supercond* 2012;22. <https://doi.org/10.1109/TASC.2011.2177626>.
- [104] Tsuda M, Mitani Y, Tsuji K, Kakihana K. Application of resistor based superconducting fault current limiter to enhancement of power system transient stability. *IEEE Trans Applied Supercond* 2001;11:2122–5. <https://doi.org/10.1109/77.920276>.
- [105] Didier G, Bonnard CH, Lubin T, Lévêque J. Comparison between inductive and resistive

SFCL in terms of current limitation and power system transient stability. *Electr Power Syst Res* 2015;125:150–8. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.04.002>.

- [106] Genic A, Gartner P, Almeida M, Zuber D. Hardware in the Loop Testing of Shipboard Power System's Management, Control and Protection. 2017 IEEE Veh. Power Propuls. Conf. VPPC 2017 - Proc., vol. 2018- January, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2018, p. 1–6. <https://doi.org/10.1109/VPPC.2017.8331026>.

## APÊNDICE A - PRODUÇÃO CIENTÍFICA

A lista abaixo apresenta os trabalhos publicados a partir dos estudos realizados neste trabalho.

Artigo publicado em periódico internacional:

- Adaptive Armature Resistance Control of Virtual Synchronous Generators to Improve Power System Transient Stability. *Energies*, v. 13, n. 9, p. 2365, 2020.

Artigo aceito para publicação em periódico nacional:

- The Virtual Synchronous Generator control for transient stability support in power systems with large-scale renewable plants. *Principia (IFPB)*, 2020

Artigos em congressos:

- Estratégias de Controle Inercial para Conversores de Potência: Aplicações e Tendências. 12<sup>a</sup> Conferência Brasileira Sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE), Curitiba, 2017;
- Análise de um Controle de Parâmetros Adaptativos para um Gerador Síncrono Virtual. 12<sup>a</sup> Conferência Brasileira Sobre Qualidade de Energia Elétrica (CBQEE), Curitiba, 2017;

Capítulo de livro:

- Virtual Inertia for Power Converter Control. In: *Advances in Renewable Energies and Power Technologies*. Elsevier; 2018. p. 377-411.