

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ARTHUR KOZAN KLIMPEL

FELIPE RIBEIRO VIEIRA

**Análise de Oscilações Forçadas em Sistemas Elétricos de Potência
com Presença de Usinas Eólicas**

Curitiba - PR

Junho/2019

ANÁLISE DE OSCILAÇÕES FORÇADAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA COM PRESENÇA DE USINAS EÓLICAS

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Roman Kuiava

Curitiba - PR

Junho/2019

ARTHUR KOZAN KLIMPEL
FELIPE RIBEIRO VIEIRA

Análise de Oscilações Forçadas em Sistemas Elétricos de Potência com Presença de Usinas Eólicas/ ARTHUR KOZAN KLIMPEL

FELIPE RIBEIRO VIEIRA. – Curitiba - PR, Junho/2019-

Orientador: Prof. Dr. Roman Kuiava

Monografia (Graduação) – Universidade Federal do Paraná – UFPR
Campus Politécnico
Engenharia Elétrica, Junho/2019.

1. Oscilações Forçadas. 2. Estabilidade. 2. Sistemas de Potência. I. Prof. Dr. Roman Kuiava. II. Universidade Federal do Paraná. III. Campus Politécnico. IV. Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência com Influência de Oscilações Forçadas

ARTHUR KOZAN KLIMPEL
FELIPE RIBEIRO VIEIRA

**ANÁLISE DE OSCILAÇÕES FORÇADAS EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE
POTÊNCIA COM PRESENÇA DE USINAS EÓLICAS**

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro Eletricista, pela Universidade Federal do Paraná, e aprovado na sua forma final pela comissão avaliadora abaixo indicada.

Curitiba - PR, 14 de junho de 2019:

Prof. Dr. Roman Kuiava
Universidade Federal do Paraná

Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli
Universidade Federal do Paraná

Dr. Rodrigo Godinho Silva
Universidade Federal do Paraná

Este trabalho é dedicado a nossa família, que sempre esteve ao nosso lado.

AGRADECIMENTOS

Os agradecimentos principais são direcionados a nossa família e amigos. Pois sem eles nada disso seria possível.

Agradecimentos especiais são direcionados a todos envolvidos no Departamento de Engenharia Elétrica da UFPR e, principalmente, ao Prof. Dr. Roman Kuiava pela oportunidade, tempo e conhecimento para o desenvolvimento deste projeto.

Dedicatória especial ao nosso colega Victor Romano Pereira Lourenço, que nos deixou no decorrer do curso.

*“Você nunca sabe que resultados virão da sua ação.
Mas se você não fizer nada, não existirão resultados”.*
(Mahatma Gandhi)

RESUMO

O sistema elétrico de potência está sujeito a diversos tipos de perturbações, entre elas, as oscilações forçadas que são oscilações de baixa frequência com característica oscilatória e intermitente. Quando este tipo de perturbação possui a mesma frequência que a natural do sistema, pode causar ressonância, aumentando a amplitude de oscilações presentes em grandezas eletromecânicas do sistema, como o ângulo do rotor e frequência angular de geradores, impactando nas condições de estabilidade. As principais fontes desse tipo de oscilação são: geradores eólicos, cargas cíclicas, geradores hidráulicos, etc. Para o estudo das oscilações forçadas e a mitigação dos efeitos oscilatórios em sistemas elétricos de potência é necessário o conhecimento da modelagem matemática do problema e dos efeitos na estabilidade. Estes acontecimentos tornam-se de grande importância para os operadores do sistema elétrico e para as usinas geradoras devido ao possível acionamento dos sistemas de proteção e desligamento dos geradores. Assim sendo, este trabalho apresenta a modelagem matemática para a caracterização das oscilações forçadas e uma análise de seus efeitos em dois sistemas teste: máquina síncrona conectada ao barramento infinito e no sistema IEEE 14 barras com usina eólica. Para isso, primeiramente, é definido o conceito de estabilidade e a modelagem das oscilações forçadas necessárias, baseada no modelo de espaços de estado dos sistemas estudados. Utilizando-se da *toolbox* PSAT do *software* Matlab/Simulink, implementou-se os sistemas para se adquirir os modelos linearizados e realizar as simulações dinâmicas. Com este embasamento, verificou-se os problemas causados na segurança dinâmica. Percebeu-se que, na frequência de maior amplitude da oscilação forçada, os sistemas possuem suas maiores variações no ângulo do rotor das máquinas.

Palavras-chave: Oscilações Forçadas, Estabilidade, SMIB, Geração Eólica e PSAT.

ABSTRACT

The electric power system is subject to several types of disturbances, among them, the forced oscillations that are oscillations of low frequency with oscillatory and intermittent characteristic. When this type of disturbance has the same frequency as the natural system, it can cause resonance, increasing the amplitude of the oscillations present in electromechanical quantities of the system, such as the rotor angle and angular frequency of generators, impacting stability conditions. The main sources of this type of oscillation are: wind generators, cyclical loads, hydraulic generators and so on. For the study of the forced oscillations and the mitigation of the oscillatory effects in power electrical systems it is necessary the knowledge of the mathematical modeling of the problem and the effects in the stability. These events become of great importance to the operators of the electrical system and to the generating plants due to the possible activation of the systems of protection and shutdown of the generators. Thus, this work presents the mathematical modeling for the characterization of forced oscillations and an analysis of their effects in two test systems: synchronous machine connected to the infinite bus and in the IEEE system 14 bars with wind power plant. For this, first, the concept of stability and the modeling of required forced oscillations is defined, based on the state space model of the studied systems. Using the Matlab/Simulink *software* PSAT *toolbox*, the systems were implemented to acquire the linearized models and perform the dynamic simulations. With this foundation, we verified the problems caused in dynamic security. It was noticed that, in the frequency of greater amplitude of the forced oscillation, the systems have their greater variations in the angle of the rotor of the machines.

Keywords: Forced Oscillations, Stability, SMIB, Wind Generation and PSAT.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Geração de energia anual no Brasil por tipo de fontes.	17
Figura 2 – Geração de energia no Brasil por tipos de fontes no nordeste	17
Figura 3 – Geração de energia eólica no SIN no Brasil	18
Figura 4 – Medida da velocidade do vento em PCDs	18
Figura 5 – Medida da velocidade do vento em PCDs	19
Figura 6 – Tipos de estabilidades em sistemas elétricos de potência	22
Figura 7 – Estabilidade de pequenos sinais de um sistema sem reguladores de tensão.	24
Figura 8 – Diagrama de blocos do modelo linearizado	25
Figura 9 – Esquemático de máquina síncrona	26
Figura 10 – Circuito equivalente nas variáveis abc	27
Figura 11 – Enrolamentos amortecedores em uma máquina elétrica de polos salientes	27
Figura 12 – Circuito equivalente nas variáveis dq0	29
Figura 13 – Máquina de polos salientes	31
Figura 14 – Sistema de geração eólica com GIGE	32
Figura 15 – Esquemático de máquina de indução	32
Figura 16 – Transformador ideal	34
Figura 17 – Circuito equivalente transformador monofásico	35
Figura 18 – Linhas de transmissão	35
Figura 19 – Processamento por PSD.	39
Figura 20 – Amplitude Z durante a ressonância.	43
Figura 21 – Sistema Máquina Contra Barramento Infinito	44
Figura 22 – Sistema máquina contra barraento infinito implementado no <i>PSAT</i>	47
Figura 23 – Amplitude da oscilação forçada x frequência (Hz) no ângulo do rotor	48
Figura 24 – Diagrama de blocos do modelo linearizado do SMIB	48
Figura 25 – Variação do ângulo do rotor frente diversas entradas de oscilação forçada do sistema <i>SMIB</i>	49
Figura 26 – Sistema máquina contra barramento infinito com PSS implementado no <i>PSAT</i>	50
Figura 27 – Amplitude da oscilação forçada x frequência da oscilação forçada no ângulo do rotor	51
Figura 28 – Diagrama de blocos do modelo linearizado do SMIB com PSS	51
Figura 29 – Variação do ângulo do rotor frente as diversas entradas de oscilação forçada (SMIB PSS)	52
Figura 30 – Comparação das oscilações forçadas entre o SMIB e SMIB com PSS	53
Figura 31 – Comparação da resposta ângulo do rotor frente a utilização do PSS	54
Figura 32 – Fluxo de potência dos sistemas após a ocorrência da oscilação forçada em 1,04 Hz	55
Figura 33 – Sistema IEEE 14 barras com geração eólica	56
Figura 34 – Amplitude da oscilação forçada no ângulo do rotor da máquina 1	58
Figura 35 – Amplitude da oscilação forçada no ângulo do rotor da máquina 2	58
Figura 36 – Amplitude da oscilação forçada no ângulo do rotor da máquina 3	59
Figura 37 – Amplitude da oscilação forçada no ângulo do rotor da máquina 4	59
Figura 38 – Sinal senoidal que foi utilizado para simular o vento com frequência de 0,2 Hz	60
Figura 39 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 1 para o caso 1	61
Figura 40 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 2 para o caso 1	61
Figura 41 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 3 para o caso 1	62
Figura 42 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 4 para o caso 1	62

Figura 43 – Sinal senoidal que foi utilizado para simular o vento com frequência de 2 Hz	63
Figura 44 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 1 para o caso 2	64
Figura 45 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 2 para o caso 2	64
Figura 46 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 3 para o caso 2	65
Figura 47 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 4 para o caso 2	65
Figura 48 – Sinal senoidal que foi utilizado para simular o vento com características realísticas	66
Figura 49 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 1 para o caso 3	67
Figura 50 – Interface gráfica do PSAT	74
Figura 51 – Interface da simulação de fluxo de carga	75
Figura 52 – Relatório de fluxo de carga	76
Figura 53 – Exemplos de gráficos possíveis de serem gerados na simulação de fluxo de potência	76
Figura 54 – Exemplos de análise de conexões e divisão por cores do sistema	77
Figura 55 – Interface da simulação de fluxo de carga continuado	77
Figura 56 – Exemplo de resultados obtidos para este tipo de simulação	78
Figura 57 – Interface para escolha das característica da simulação de fluxo de carga ótimo	78
Figura 58 – Resultados da simulação dinâmica no PSAT	79
Figura 59 – Análise das posições dos autovalores do sistema	80
Figura 60 – Matriz de fatores de participação	80
Figura 61 – Componentes estáticos e de fluxo de potência	81
Figura 62 – Componentes para simulação de faltas e controle	81
Figura 63 – Componentes de transformadores, linhas HVDC e AC	82
Figura 64 – Componentes para simulação de cargas e máquinas elétricas	82
Figura 65 – Componentes de aerogeradores e medição	83
Figura 66 – Componentes de geração distribuída	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Frequências naturais do sistema máquina contra barramento infinito em Hz	47
Tabela 2 – Valores dos ganhos K no diagrama de blocos SMIB	49
Tabela 3 – Frequências naturais do sistema máquina contra barramento infinito com PSS em Hz	50
Tabela 4 – Valores dos ganhos K no diagrama de blocos SMIB com PSS	52
Tabela 5 – Condição nominal de tensão e potência dos geradores do sistema IEEE 14 barras . . .	57
Tabela 6 – Frequências naturais do sistema IEEE 14 barras com geração eólica	57
Tabela 7 – Tipos de análises que o PSAT realiza	74

LISTA DE CÓDIGOS

Código C.1 – Modelagem matemática das oscilações forçadas	84
Código C.2 – Análise dinâmica do sistema IEEE	85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AVR Regulador Automático de Tensão	20
EPE Empresa de Pesquisa Energética	16
GIGE Gerador Gaiola de Esquilo	31
IEEE Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos	19
ONS Órgão Nacional do Sistema	17
PCD Plataformas de Coleta de Dados	18
PCH Pequena Central Hidrelétrica	31
PSAT <i>Power System Analysis Toolbox</i>	20
PSD Densidade Espectral de Potência	38
PSS Estabilizador de Sistemas de Potência	20
SIN Sistema Interligado Nacional	17
SMIB Sistema Máquina Contra Barramento Infinito	19

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Objetivos	19
1.1.1	Objetivo Geral	19
1.1.2	Objetivos Específicos	20
1.2	Justificativas	20
1.3	Estrutura do Trabalho	20
2	ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	22
2.1	Classificação de Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência	22
2.1.1	Estabilidade do Ângulo do Rotor	22
2.1.1.1	Estabilidade do Ângulo do Rotor a Pequenas Perturbações	23
2.1.1.2	Linearização e Modelo de Espaço de Estados	24
2.2	Modelagem do Sistema Elétrico	25
2.2.1	Geradores Síncronos	26
2.2.2	Geradores de Indução	31
2.2.3	Transformadores	34
2.2.4	Linhas de Transmissão e Cargas	35
2.2.5	Estabilizador de Sistemas de Potência	36
3	OSCILAÇÕES FORÇADAS	38
3.1	Métodos de Detecção de Oscilações Forçadas	38
3.2	Modelagem Matemática das Oscilações Forçadas em Sistemas Elétricos de Potência	39
3.3	Análise do Efeito de Ressonância no Sistema	42
4	ANÁLISE DAS OSCILAÇÕES FORÇADAS EM UM SISTEMA MÁQUINA CONTRA BARRAMENTO INFINITO	44
4.1	Introdução ao Sistema Máquina Contra Barramento Infinito	44
4.2	Estudo de Caso: Sistema Máquina Contra Barramento Infinito	46
4.3	Estudo de Caso: Sistema Máquina Contra Barramento Infinito com a Utilização do PSS	50
4.4	Estudo Comparativo Entre o Sistema Máquina Contra Barramento Infinito Com e Sem a Utilização do Estabilizador de Sistemas de Potência	53
5	ANÁLISE DAS OSCILAÇÕES FORÇADAS EM UM SISTEMA MULTIMÁQUINAS COM GERAÇÃO EÓLICA	56
5.1	Caso 1	60
5.2	Caso 2	63
5.3	Caso 3	66
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS	68
	REFERÊNCIAS	69

	APÊNDICES	72
	APÊNDICE A – DECOMPOSIÇÃO EM VALORES SINGULARES	73
	APÊNDICE B – INTRODUÇÃO A TOOLBOX: PSAT	74
B.1	Tipos de Análises	75
B.1.1	Análise de Fluxo de Carga	75
B.1.2	Análise de Fluxo de Carga Continuado	77
B.1.3	Análise de Fluxo de Carga Ótimo	78
B.1.4	Análise Dinâmica	79
B.1.5	Análise de Pequenos Sinais	79
B.2	Biblioteca de Componentes e Ferramentas	80
	APÊNDICE C – CÓDIGOS	84
C.1	Modelagem Matemática das Oscilações Forçadas	84
C.2	Análise Dinâmica do Sistema IEEE 14 Barras com Usina Eólica	85

1 INTRODUÇÃO

O começo da utilização da energia proveniente do vento começou a mais de 2.000 anos. No começo, o esforço braçal e animal exigido para se moer grãos e bombear água era enorme. Este tipo de atividade levou a criação dos primeiros modelos primitivos de moinhos de vento. Estes primeiros modelos tinham como força motriz homens ou animais movendo um eixo vertical que possuía uma haste presa na horizontal. O desenvolvimento deste tipo de tecnologia foi se aperfeiçoando até se começar a utilizar o movimento da água ou do vento para se mover o eixo. Esta tecnologia foi rapidamente disseminada pela Europa e os primeiros moinhos de ventos, chamados de modelo "Holandês", foram largamente utilizados e tiveram suas fortes influências na economia regional. Pois, na Idade Média, diversos feudos não permitiam que se fosse construído outros moinhos para que os audeões tivessem que pagar por sua utilização (CEPEL, 2008).

O primeiro aerogerador de grande porte a ser conectado à rede elétrica com sucesso foi o modelo *balaclava*. Este modelo era de 100kW conectado através de uma linha de transmissão a uma usina termoelétrica de 20MW na Rússia. O fator de utilização medido foi de 32% e seu gerador se encontrava junto com o sistema de controle a 30 metros da base do aerogerador. Seu sistema de controle de rotação era feito através do ângulo de passo das pás e o controle de posição era feito através de um sistema de treliças (CEPEL, 2008).

Com o avanço da tecnologia de geração eólica e as crescentes discussões sobre o desenvolvimento sustentável e geração limpa no mundo, diversos estudos têm sido divulgados sobre a utilização desse tipo de energia no Brasil, mostrando a viabilidade deste empreendimento em complementação com outras fontes de energia, otimizando custos e investimentos, além da redução dos impactos ambientais. Com o objetivo de diversificar a matriz energética, o Brasil começou a utilizar deste tipo de geração seguindo os exemplos mundiais. Segundo dados da ANEEL (2008), o país possui grande potência de geração de energia elétrica através dos ventos, possuindo uma incidência de ventos duas vezes maior que a média mundial. Além disso, a volatilidade dos ventos é de, na média, 5% , significando que a previsibilidade de geração de energia é mais confiável. Com estas informações a energia eólica pode ser utilizada em conjunto da energia hidráulica e assim, poupar os reservatórios das usinas hidrelétricas. Segundo dados da EPE (2017), a participação da geração eólica na matriz energética no país é de 5,8%. Apenas estando atrás das gerações hidráulica, biomassa e gás natural. A Figura 1 apresenta os dados publicados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em 2017.

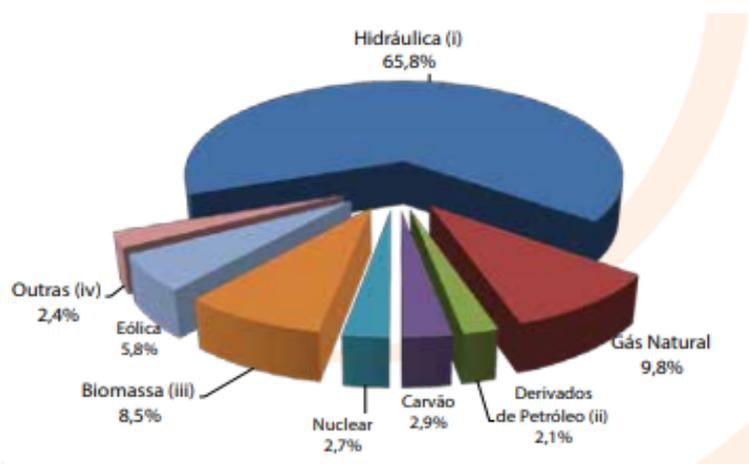


Figura 1 – Geração de energia anual no Brasil por tipo de fontes.
 Fonte: EPE (2017).

Com os avanços no investimento na área da geração eólica, vislumbrados pelos constantes sucessos nos leilões deste tipo de energia, o aumento na potência instalada do Brasil é iminente. Segundo dados do ONS (2018b), o Brasil teve 8,3% de sua energia total gerada através dos ventos. Analisando apenas a região Nordeste, verifica-se que quase 50% da energia total é gerada através desta fonte. A Figura 2 apresenta os dados obtidos no Órgão Nacional do Sistema (ONS).

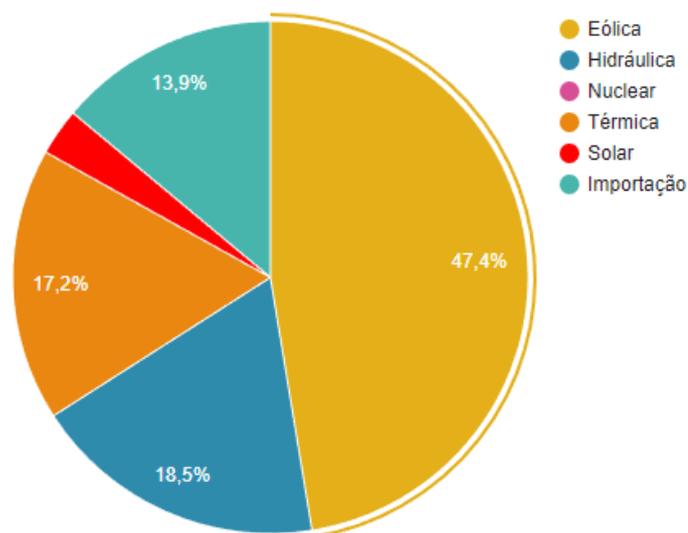


Figura 2 – Geração de energia no Brasil por tipos de fontes no nordeste
 Fonte: ONS (2018b).

Atualmente, o Brasil possui mais de 598 parques eólicos em operação e 66 em construção conectados a sua rede elétrica, segundo ANEEL (2019), sendo o sétimo maior produtor mundial deste tipo de energia. Estes parques possuem potência instalada de aproximadamente 14,7 GW, possuindo quase a mesma potência instalada de ITAIPU. Segundo o boletim publicado pela ONS (2018a), a geração eólica independente e a conectada ao Sistema Interligado Nacional (SIN) vem crescendo de forma rápida desde 2004. A figura Figura 3 apresenta a comparação dos últimos 3 anos da geração média e do fator de capacidade médio por mês. Pode-se observar o aumento da geração de energia eólica em todos os meses.

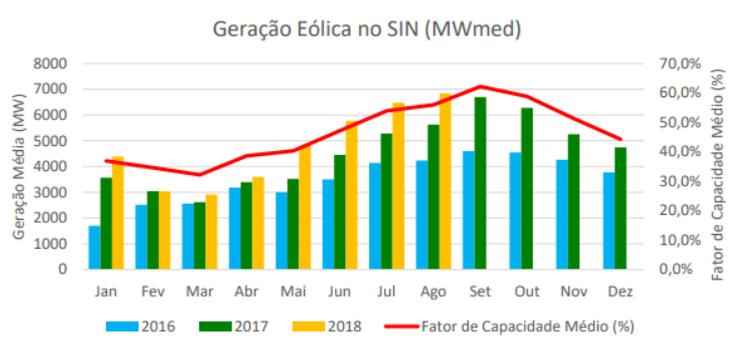


Figura 3 – Geração de energia eólica no SIN no Brasil
 Fonte: ONS (2018a).

Com a alta quantidade de aerogeradores conectados ao sistema, se deve fazer análises diferenciadas de seus efeitos dinâmicos e das variáveis de interesse para prever futuros problemas que a sua conexão com a rede elétrica pode causar. Portanto, os parques eólicos devem ser estudados e analisados considerando suas peculiaridades e seus diferentes modelos para que se obtenha resultados que possam ser utilizados para o futuro planejamento de expansão e operação do sistema elétrico (JU et al., 2016).

As oscilações forçadas podem surgir quando o sistema de potência é perturbado por um distúrbio periódico com frequência perto ou igual a frequência natural do sistema e sua origem se dá de várias formas, como por exemplo oscilações mecânicas nas turbinas geradoras ou oscilções elétricas. Considerando que a variação frequente da velocidade do vento é um dos grandes problemas que os aerogeradores possuem, tal efeito pode se tornar uma fonte de oscilação forçada devido ao cisalhamento do vento e da sombra das torres, causando flutuação na potência mecânica dos geradores, tornando a detecção e mitigação complicadas (YE et al., 2017).

A Figura 4 apresenta a variação, na escala em horas, da média da velocidade do vento em 3 Plataformas de Coleta de Dados (PCD) diferentes. Estas plataformas estão a 70 metros de altura e se encontram em diferentes regiões do estado do Ceará, simulando um caso real de gerador eólico.

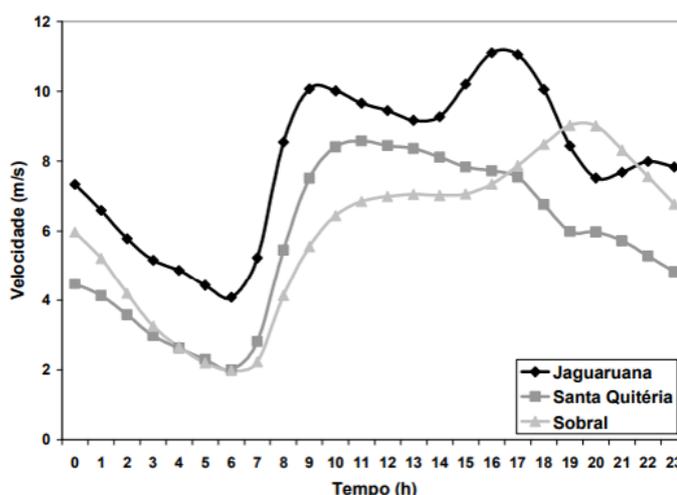


Figura 4 – Medida da velocidade do vento em PCDs
 Fonte: (CAMELO et al., 2008).

Observa-se que o vento possui uma certa variação em sua velocidade quando observado na dimensão em horas. Ainda sim, esta característica aumenta drasticamente quando se observa na dimensão

de segundos, conforme mostra a [Figura 5](#). Esta medição foi realizada por uma PCD instalada na cidade de Pato Branco, PR. A característica de alta volatilidade do vento faz com que seja uma fonte de sinal forçante para aerogeradores.

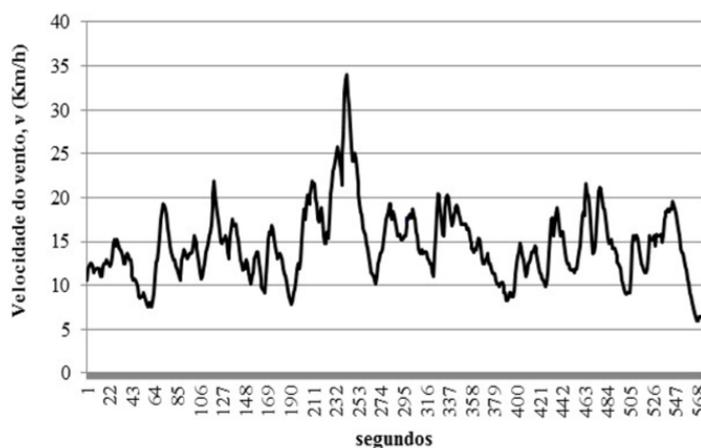


Figura 5 – Medida da velocidade do vento em PCDs
Fonte: ([GRANDO et al., 2017](#)).

Segundo [Ju et al. \(2016\)](#) "sistemas com grandes injeções de energia através de aerogeradores são propensos a terem fontes de oscilações forçadas", que possuem alta amplitude e variação de potência, comparadas com as oscilações naturais, causando acionamento dos sistemas de proteção e desligamentos de energia devido a sua difícil detecção e mitigação. Portanto, o estudo da estabilidade do sistema de potência é de grande importância para a segurança operacional, visto que o acionamento da proteção e desligamentos de energia resulta em adversidades no âmbito econômico e social, como por exemplo: falta de produção das indústrias, problemas mecânicos e elétricos em equipamentos, falta de luz em residências e instituições, etc.

Para análise das oscilações forçadas pode ser utilizado algoritmos que estimam os módulos do sistema elétrico de potência utilizando modelos caixa-preta, de ordem reduzida, de aerogeradores. Para isso, deve-se considerar o efeito de uma entrada senoidal nos dados do algoritmo ([FOLLUM; PIERRE; MARTIN, 2017](#)). Pois a partir desta entrada senoidal consegue-se estimar as consequências das oscilações forçadas no sistema elétrico.

Com isso, a proposta deste trabalho consiste no entendimento das oscilações forçadas e os seus efeitos em um Sistema Máquina Contra Barramento Infinito ([SMIB](#)), sendo que esse estudo garante não somente o entendimento de um problema que sofre o sistema elétrico, mas também a integridade e segurança na conexão de usinas de geração eólica na rede elétrica.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é simular sistemas elétricos de potência, com a presença de usinas eólicas, sobre a influência de oscilações forçadas e analisar a estabilidade de pequenos sinais e transitória dos sistemas. Para isto, será utilizado, primeiramente, o sistema base SMIB. Para a análise do efeito da oscilação forçada em sistemas multimáquinas, será utilizado o sistema 14 barras do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos ([IEEE](#)).

1.1.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos do trabalho, podem ser listados:

- Construir a modelagem matemática necessária para se analisar as oscilações forçadas em sistemas elétricos de potência;
- Implementar computacionalmente, através da *toolbox Power System Analysis Toolbox (PSAT)* do software *Matlab/Simulink*, o sistema base SMIB, para que seja feito o estudo das oscilações forçadas;
- Implementar computacionalmente, através da *toolbox PSAT*, o sistema de 14 barras da IEEE com a presença da usina eólica, para que seja feito o estudo das oscilações forçadas em um sistema elétrico multimáquinas;

1.2 Justificativas

O motivo que levou a escolha deste tema para o trabalho é o crescente aumento da geração eólica na matriz energética brasileira sendo de suma importância que a estabilidade do sistema elétrico esteja bem planejada e com os equipamentos adequados para não ocorrer faltas de energia e, no caso da ocorrência, que o sistema esteja preparado para mitigar e corrigir os defeitos.

Portanto, o objetivo deste projeto é analisar os efeitos que possam ser causados pelas oscilações forçadas em sistemas elétricos, auxiliando o conhecimento e tomada de decisões. Sendo assim, o sistema elétrico brasileiro vai estar mais preparado para as novas problemáticas que a conexão da energia eólica na matriz energética pode causar. Além disso, o projeto servirá como base para novas pesquisas nesta área do conhecimento e com isso, as agências de regulação do sistema elétrico terão um arcabouço teórico maior para as suas análises e novos projetos.

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho, além do capítulo introdutório, está subdividido pelos capítulos:

Capítulo 2: Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência

Este capítulo é destinado aos estudos de estabilidade em sistemas elétricos de potência, apresentando diversos tipos de estabilidade descritos na literatura e as equações e modelagens matemáticas referentes aos tipos de estabilidade e a modelagem de máquinas elétricas.

Capítulo 3: Oscilações Forçadas

Este capítulo é destinado aos estudos de oscilações forçadas, descrevendo a modelagem matemática do sistema elétrico para a análise dos fenômenos causados pela oscilação forçada.

Capítulo 4: Estudo das Oscilações Forçadas em um Sistema Máquina Contra Barramento Infinito

Este capítulo apresenta um sistema contra barramento infinito (SMIB) teste, (KUNDUR, 1993), implementado computacionalmente por meio da *toolbox PSAT* do software *Matlab/Simulink*, para que seja feito o estudo das oscilações forçadas, podendo assim comparar através dos resultados obtidos provenientes das simulações os efeitos que um controlador Regulador Automático de Tensão (AVR) e um Estabilizador de Sistemas de Potência (PSS) possuem em um sistema contra barramento infinito.

Capítulo 5: Estudo das Oscilações Forçadas em um Sistema com Geração Eólica

Este capítulo apresenta os estudos e simulações, através da *toolbox* PSAT do software *Matlab/Simulink*, das oscilações forçadas em um sistema de 14 barras do IEEE com a presença de usinas eólicas, apresentando quais os efeitos que essas oscilações possuem sobre o sistema.

Capítulo 6: Considerações Finais e Trabalhos Futuros

Este capítulo discorre sobre as conclusões obtidas através das análises dos dados dos sistemas e sugestões para futuros trabalhos nesta área de estudo.

2 ESTABILIDADE EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Estabilidade em sistemas elétricos de potência pode ser definida como a capacidade do sistema de voltar ao seu estado de equilíbrio ou encontrar outro estado de equilíbrio após sofrer um distúrbio (KUNDUR, 1993). Em termos de estabilidade angular, ela é resumida na capacidade dos geradores em manter o sincronismo após um distúrbio. Entretanto, em casos como de um gerador fornecendo energia para uma carga através de uma linha de transmissão pode ocorrer que após o distúrbio, o gerador não perca o sincronismo, mas sim, a linha de transmissão tenha problemas no nível de tensão (KUNDUR, 1993).

2.1 Classificação de Estabilidade em Sistemas Elétricos de Potência

A estabilidade em sistemas elétricos de potência pode ser particionada em diversas áreas de estudo para cada caso. A Figura 6 apresenta a classificação básica de estabilidade em sistemas elétricos de potência. Este trabalho se contentará na análise da estabilidade do ângulo do rotor.

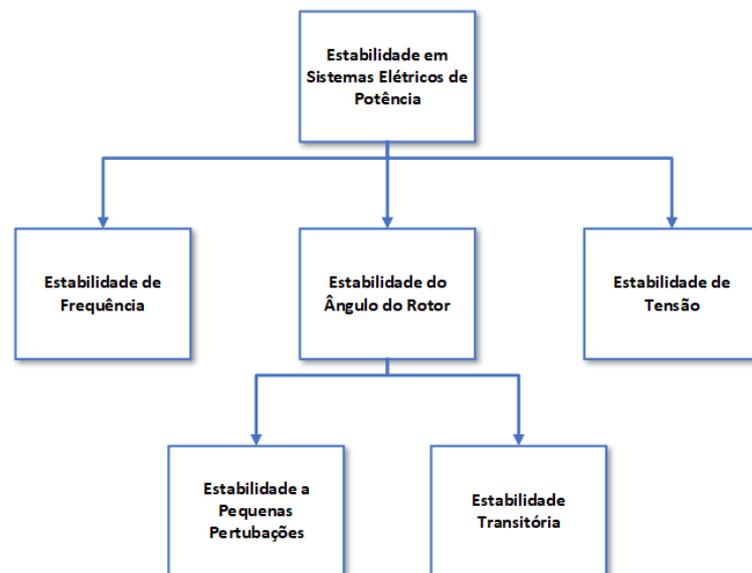


Figura 6 – Tipos de estabilidades em sistemas elétricos de potência
Fonte: Os Autores.

2.1.1 Estabilidade do Ângulo do Rotor

A estabilidade do ângulo do rotor é a capacidade do sistema com múltiplos geradores síncronos de se manterem em sincronismo após um distúrbio. A análise é feita observando-se o ângulo do rotor e sua resposta às diversas perturbações (KUNDUR, 1993).

Isto permite analisar o sincronismo dos geradores em diversas condições operativas do sistema elétrico. As oscilações eletromecânicas do sistema são analisadas em conjunto com as respostas das unidades geradoras frente as oscilações. Sendo que, a natureza do distúrbio é importante neste tipo de estudo, pois a modelagem do sistema para o problema de pequenas perturbações, como variações de carga e para grandes perturbações, como curto-circuito, são diferentes (LOPES, 2004).

A conexão de diversas máquinas no mesmo sistema faz surgir o fenômeno de aceleração e desaceleração de um gerador em relação ao outro. Com isso, ocorre uma relação entre a potência mecânica de entrada com a potência elétrica de saída. Enquanto estas duas parcelas forem iguais, a velocidade do rotor permanecerá constante. Enquanto ocorrer um distúrbio, diversos torques serão gerados para acelerar ou desacelerar o rotor. O gerador mudará de seu ponto de operação para outro e fornecerá a potência necessária para o sistema. Quando isto ocorre, pode se haver o acionamento do sistema de proteção e o isolamento do gerador do sistema (KUNDUR, 1993).

2.1.1.1 Estabilidade do Ângulo do Rotor a Pequenas Perturbações

A estabilidade a pequenas perturbações é definida como a capacidade do sistema em se manter estável após uma pequena perturbação. Esta perturbação deve ser pequena o suficiente para que se possa utilizar modelos linearizados do sistema (KUNDUR et al., 2004).

Um sistema de energia recebe regularmente perturbações classificadas como de pequena ordem. As oscilações de carga são os exemplos mais usuais deste tipo de perturbação. A característica típica deste problema é causar variações no ângulo do rotor, conseqüentemente, variações na potência do sistema (MASIERO; GURSKI; CASTRO, 2016).

O sistema deve possuir um estado inicial, ou "ponto de operação", para que se possa linearizar o sistema na região em torno deste ponto de operação. Linearizando-se o sistema máquina contra barramento infinito, é possível encontrar uma relação entre os diversos torques envolvidos. A equação que calcula o torque que pode variar a velocidade da máquina síncrona pode ser representada pela Equação 2.1. Sendo que, o Δ representa a variação em torno do ponto de operação.

$$\Delta T_e = T_s \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (2.1)$$

Sendo: T_e o torque elétrico, T_s é o coeficiente de torque de sincronismo e o T_D é o coeficiente de torque de amortecimento.

O coeficiente de torque de sincronismo representa o torque gerado pela mudança do ângulo de rotor através de uma perturbação e o coeficiente de torque de amortecimento representa o torque gerado pela diferença entre a velocidade síncrona e a velocidade em que se encontra a máquina.

A instabilidade pode ocorrer de duas formas:

- Instabilidade por variação do ângulo do rotor causada pela falta de torque sincronizante.
- Instabilidade causada pela falta de torque de amortecimento.

A Figura 7 apresenta o que ocorre com o ângulo do rotor, ao se aplicar um distúrbio, em uma máquina com diferentes estados de operação. O ângulo do rotor é uma variável que representa o comportamento da máquina e se ela se manterá estável ou instável após um distúrbio.

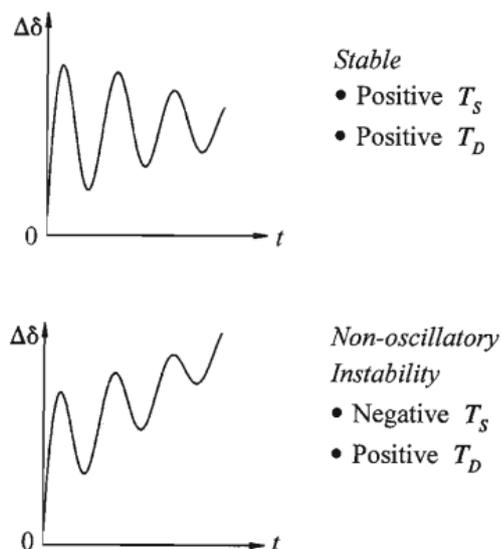


Figura 7 – Estabilidade de pequenos sinais de um sistema sem reguladores de tensão.
 Fonte: Kundur (1993).

2.1.1.2 Linearização e Modelo de Espaço de Estados

Sistemas de potência podem ser representados por um modelo em espaço de estados na forma expressa pela Equação 2.2 (KUNDUR, 1993).

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, u) \\ y &= g(x, u) \end{aligned} \quad (2.2)$$

Sendo que:

$$y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad g = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ g_3 \\ \vdots \end{bmatrix}$$

O vetor g leva as informações das funções não lineares do vetor de espaços de estados. Para se linearizar a equação Equação 2.2, se assume que o sistema sofre um pequeno distúrbio Δx , no vetor de estados, e Δu no vetor de entrada e que o valor das variáveis x e u é a soma do distúrbio no ponto de operação (FERNANDES, 2012).

$$\begin{cases} x = \Delta x + x_0 \\ u = \Delta u + u_0 \end{cases}$$

Aplicando estas afirmações na equação na Equação 2.2, se encontra a equação Equação 2.3.

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= f[(\Delta x + x_0), \Delta u + u_0] \\ y &= g[(\Delta x + x_0), \Delta u + u_0] \end{aligned} \quad (2.3)$$

Aplicando na equação Equação 2.3 a série de Taylor, levando em consideração que o distúrbio é pequeno e por isso, se pode ignorar as componentes de potência superior a primeira ordem, encontra-se a

expressão representada pela [Equação 2.5](#). Sendo que as matrizes apresentadas nesta equação são resultados das aplicações das derivadas apresentadas pela equação [Equação 2.4](#) [Fernandes \(2012\)](#).

$$\begin{aligned}
 A &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \\
 B &= \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \\
 C &= \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \\
 D &= \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \frac{\partial g_n}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}
 \end{aligned}
 \tag{2.4}$$

A [Figura 8](#) apresenta o diagrama de blocos linearizado.

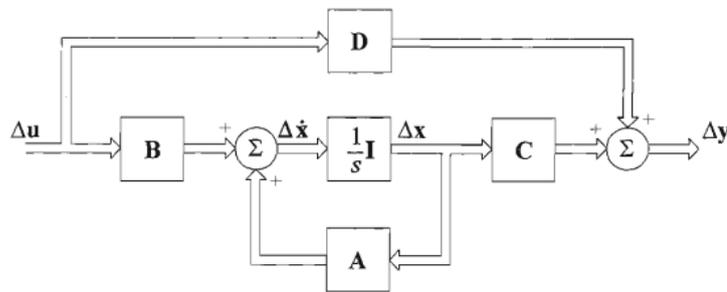


Figura 8 – Diagrama de blocos do modelo linearizado

Fonte: [Kundur \(1993\)](#).

Um sistema de potência pode ser representado em espaço de estados pela seguinte [Equação 2.5](#).

$$\begin{cases} \Delta \dot{x}(t) = A\Delta x(t) + Bu(t) \\ \Delta y(t) = Cx(t) + Du(t) \end{cases}
 \tag{2.5}$$

Sendo que a matriz **A** é a matriz de espaços de estados do sistema, a matriz **B** é a identidade de entrada, a matriz **C** é a matriz identidade de saída, **D** é a matriz de avanço, **x(t)** representa o vetor de estados, **u(t)** é o vetor de entrada e **y(t)** o vetor de saída do sistema.

2.2 Modelagem do Sistema Elétrico

Para o estudo da estabilidade em sistema elétricos de potência, primeiramente é necessário realizar a modelagem dos componentes que constituem esse sistema, como os geradores de energia, linhas

de transmissão, transformadores e cargas (RAMOS, 2002). Como existem uma grande quantidade de elementos, de diversos modelos no sistema elétrico de potência, a modelagem matemática é complexa, necessitando de adequações e aproximações para facilitar o modelo do sistema em que se está pesquisando, permitindo assim analisar a resposta dos componentes do sistema frente aos distúrbios (RAMOS, 2002).

2.2.1 Geradores Síncronos

A modelagem de máquinas elétricas começou a ser estudada desde o começo da construção e utilização das máquinas (RAMOS; ALBERTO; BRETAS, 2000). Existem diversas modelagens para cada tipo de máquina elétrica, e a utilização de cada modelagem depende do fenômeno que se está analisando.

A Figura 9 mostra um esquemático básico de um gerador síncrono. Este gerador é trifásico e possui 2 pólos, que na figura está representado como "N" e "S". As máquinas elétricas girantes normalmente são compostas por 2 grandes partes: Rotor e Estator.

O Rotor é a parte móvel da máquina e que possui os pólos, estes pólos são, geralmente, alimentados por uma fonte de corrente contínua externa à máquina. Quando ocorre o movimento do rotor, é induzido no estator uma corrente elétrica nas bobinas através do movimento dos pólos.

O Estator é a parte fixa da máquina. Neste componente se encontra as bobinas na qual será induzida uma corrente pelo rotor. Por este motivo os enrolamentos presente nas bobinas do estator possuem formato para que a corrente induzida seja aproximadamente senoidal. Além disso, no estator se encontram os terminais de saída.

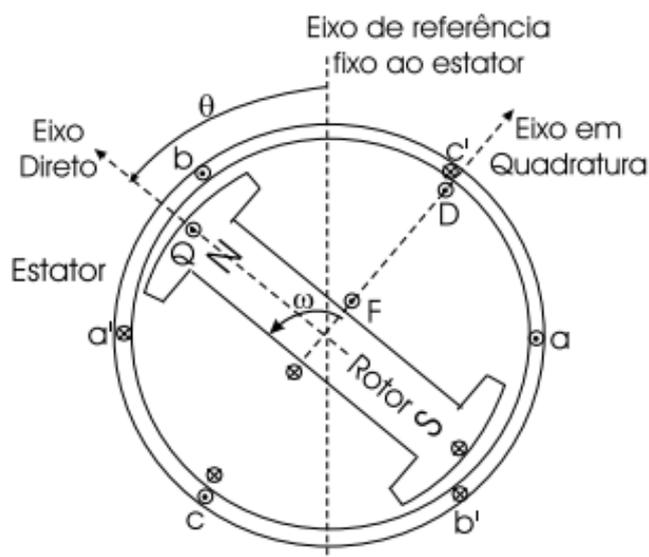


Figura 9 – Esquemático de máquina síncrona
Fonte: Ramos, Alberto e Bretas (2000).

Os enrolamentos de cada fase estão representados pelas letras "a", "b" e "c" que estão defasadas em 120 graus elétricos. A velocidade na qual a máquina está girando é representada pela letra ω e a letra θ representa a diferença angular entre o eixo direto e o eixo de referência fixo do estator. O eixo de quadratura está defasado do eixo direto em 90 graus e é utilizado nas modelagens de máquinas elétricas.

A modelagem em variáveis abc leva em consideração os eixos apresentados pela Figura 9 sendo que, os enrolamentos amortecedores podem ser representados por mais dois circuitos separados nos circuitos de campo. A figura Figura 10 apresenta o circuito equivalente da máquina síncrona nas referências abc.

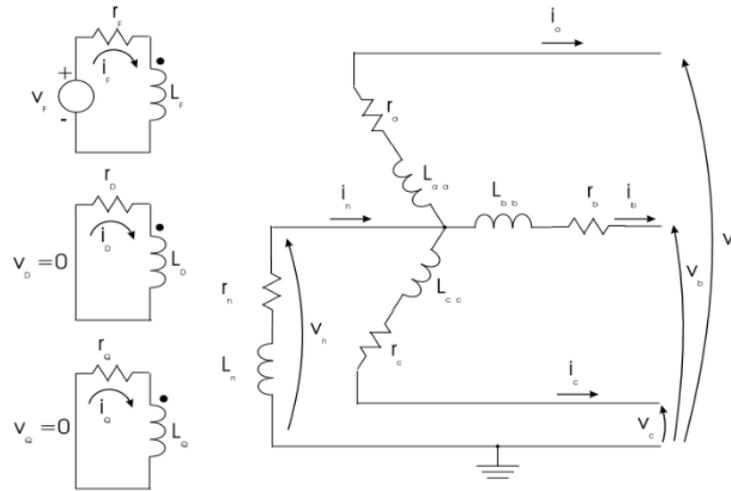


Figura 10 – Circuito equivalente nas variáveis abc
 Fonte: Ramos, Alberto e Bretas (2000).

Os enrolamentos amortecedores servem para amortecer oscilações que possam causar fuga de sincronismo da máquina e, além disso, servem para a partida assíncrona. Geralmente estes enrolamentos tem formato redondo sobre a superfície do rotor e possuem ranhuras semi abertas (PERES, 2013). A Figura 11 apresenta um enrolamento amortecedor em uma máquina elétrica de pólos salientes. O estator é modelado por circuitos trifásicos que conduzem as correntes trifásicas induzidas pelo rotor. O circuito de campo, representado do lado esquerdo da figura, é alimentado por uma fonte de corrente contínua. A Equação 2.6 apresenta a modelagem matemática deste circuito.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{v}_{abc} \\ \mathbf{v}_{FDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{R}_{abc} & 0 \\ 0 & \mathbf{R}_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{abc} \\ \mathbf{i}_{FDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\lambda}_{abc} \\ \dot{\lambda}_{FDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{v}_n \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

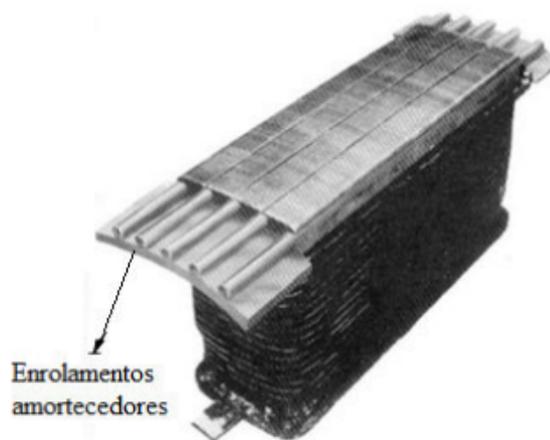


Figura 11 – Enrolamentos amortecedores em uma máquina elétrica de polos salientes
 Fonte: Peres (2013).

Sendo que as variáveis $\mathbf{v}_{abc}, \mathbf{i}_{abc}$ e $\dot{\lambda}_{abc}$ são os vetores de tensão, corrente e fluxo concatenado nas fases "a", "b" e "c" respectivamente. Os vetores $\mathbf{v}_{FDQ}, \mathbf{i}_{FDQ}$ e $\dot{\lambda}_{FDQ}$ representam as mesmas grandezas mas nos circuitos de campo "F", "D" e "Q" respectivamente. O vetor \mathbf{v}_n é a tensão no neutro do sistema e as matrizes \mathbf{R}_{abc} e \mathbf{R}_{FDQ} apresentam os valores de impedância do sistema. Os circuitos do estator e do rotor,

nesta modelagem, estão acoplados magneticamente. Isto ocorre pela referência estacionária escolhida, o que faz a modelagem ficar bastante complexa (RAMOS; ALBERTO; BRETAS, 2000). Aplica-se a transformada de Park na Equação 2.6 para modificar a referência estacionária do sistema para um referência "girante", chamada de dq0. Esta referência tem como base os eixos direto e em quadratura da máquina. A figura Figura 12 apresenta o circuito equivalente nesta nova referência.

A transformada de Park, demonstrada pela Equação 2.7, para transformar a referência estática em uma referência "girante" cria três novas correntes: i_d a projeção das correntes no eixo direto, i_q a projeção das correntes no eixo em quadratura e i_0 a corrente proporcional a corrente de sequência zero do circuito. Considerando o sistema equilibrado, isto é, a carga em todas as fases é a mesma, pode-se considerar a corrente de sequência zero nula .

$$\begin{bmatrix} \mathbf{i}_0 \\ \mathbf{i}_d \\ \mathbf{i}_q \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_a \\ \mathbf{i}_b \\ \mathbf{i}_c \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Sendo que a matriz de transformação faz com que a potência seja invariante a transformação de Park (RAMOS; ALBERTO; BRETAS, 2000). Aplicando a equação Equação 2.7 no modelo matemático de máquinas apresentado pela equação Equação 2.6, obtêm-se a equação Equação 2.8.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{v}_{0dq} \\ \mathbf{v}_{FDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{R}_{0dq} & 0 \\ 0 & \mathbf{R}_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{0dq} \\ \mathbf{i}_{FDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\lambda}_{0dq} \\ \dot{\lambda}_{FDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{P}P^{-1}\lambda_{0dq} \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{n}_{0dq} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Agora a modelagem está representada nos eixos imaginários "0", "d" e "q". A relação entre as correntes nos circuitos e os fluxos magnéticos podem ser escritas pela Equação 2.9.

$$\begin{bmatrix} \lambda_0 \\ \lambda_d \\ \lambda_q \\ \lambda_F \\ \lambda_D \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & 0 & kM_F & kM_D & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 & 0 & kM_q \\ 0 & kM_F & 0 & L_F & M_R & 0 \\ 0 & kM_D & 0 & M_R & L_D & 0 \\ 0 & 0 & kM_Q & 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Sendo que k igual a $\sqrt{\frac{3}{2}}$, L a indutância nos enrolamentos, M_Q a indutância mútua entre os enrolamentos Q e q, M_F a indutância mútua entre os enrolamentos F e d e M_D a indutância mútua entre os enrolamentos D e d. Aplicando estas equações na equação Equação 2.8, obtêm-se a equação Equação 2.10. Deve-se aplicar diversas normalizações nos parâmetros das máquinas e transformações para base em p.u para se encontrar a melhor forma de apresentar esta equação. Estes cálculos são demasiados extensos e são demonstrados no Anderson e Fouad (2002), por isto neste trabalho será apresentado apenas

o modelo final da equação.

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_d \\ -v_F \\ 0 \\ v_q \\ 0 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} r + 3r_n & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r & 0 & 0 & \omega L_q & \omega kM_q \\ 0 & 0 & r_F & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_D & 0 & 0 \\ 0 & -\omega L_d & -\omega kM_F & -\omega kM_D & r & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_F \\ i_D \\ i_q \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$- \begin{bmatrix} L_0 + 3L_n & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & kM_F & kM_D & 0 & 0 \\ 0 & kM_F & L_F & M_R & 0 & 0 \\ 0 & kM_D & M_R & L_D & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & L_q & kM_Q \\ 0 & 0 & 0 & 0 & kM_Q & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_F \\ i_D \\ i_q \\ i_Q \end{bmatrix}$$

O índice "i" indica os parâmetros no enrolamento "i" da máquina e o índice "n" no neutro. Isolando os elementos de índice "i" na equação e adicionando as equações mecânicas, expressa pela [Equação 2.11](#) e [Equação 2.12](#), da máquina a este conjunto de equações se encontra o modelo de espaço de estados (RAMOS; ALBERTO; BRETAS, 2000).

$$\dot{\delta} = \omega_e \cdot \omega_0 \quad (2.11)$$

$$2H\omega_e \dot{e}_u = T_{mu} - T_{eu} \quad (2.12)$$

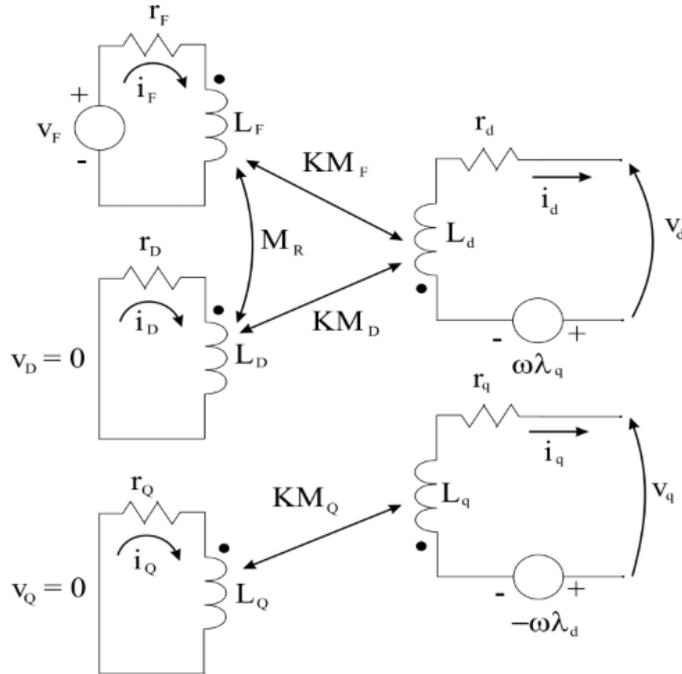


Figura 12 – Circuito equivalente nas variáveis dq0
Fonte: Ramos, Alberto e Bretas (2000).

Este circuito não apresenta acoplamento magnético em sua modelagem, facilitando a implementação. Pode-se observar que todos os valores estão em p.u, incluindo o tempo, e que as indutâncias próprias e mútuas são representadas pelas letras L e M, respectivamente (ANDERSON; FOUAD, 2002). Considerando a máquina de pólos salientes, exemplificada pela Figura 13, se pode modelar o gerador síncrono considerando apenas 1 eixo. Isto significa que se pode desconsiderar as variáveis que se apoiam no eixo direto da modelagem. Isto ocorre por que as correntes de Foucault percorrem caminhos pequenos, podendo ser desprezadas. Outra característica é que as reatâncias x_q e x'_q , impedâncias do eixo de quadratura, são praticamente iguais. Pois, sua diferença era causada pela correntes de Foucault no trânsitoo.

O modelo de gerador síncrono de 1 eixo pode ser dado pelas Equações (2.8) a (2.12) :

$$\dot{\delta} = \omega_e \quad (2.13)$$

$$\dot{\omega}_e = \frac{\omega_0}{2H} [P_m - E'_q I_q - E'_d I_d - (x_d - x'_d) I_q I_d - \frac{D}{\omega_0} \omega_m] \quad (2.14)$$

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{do}} [E_{fd} - E'_q + (x_d - x'_d) I_d] \quad (2.15)$$

$$V_q = E'_q - r I_q + x'_d I_d \quad (2.16)$$

$$V_d = -r I_d - x'_q I_q \quad (2.17)$$

Ainda sim, pode-se considerar as seguintes afirmações:

- As tensões de transformação são pequenas em relação as tensões rotacionais no período transitório;
- A velocidade angular absoluta não varia significativamente;
- As quedas de tensão nas resistências do estator são desprezíveis;

Portanto, pode-se reescrever o modelo de espaço de estados apresentado anteriormente para o modelo expresso nas Equações (2.13) a (1.7).

$$\dot{\delta} = \omega_0 \omega_e \quad (2.18)$$

$$\dot{\omega}_e = \frac{1}{2H} [P_m - P_e] \quad (2.19)$$

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{do}} [E_F - E'_q + (x_d - x'_d) I_d] \quad (2.20)$$

$$V_q = E'_q + x'_d I_d \quad (2.21)$$

$$V_d = -x'_d I_q \quad (2.22)$$

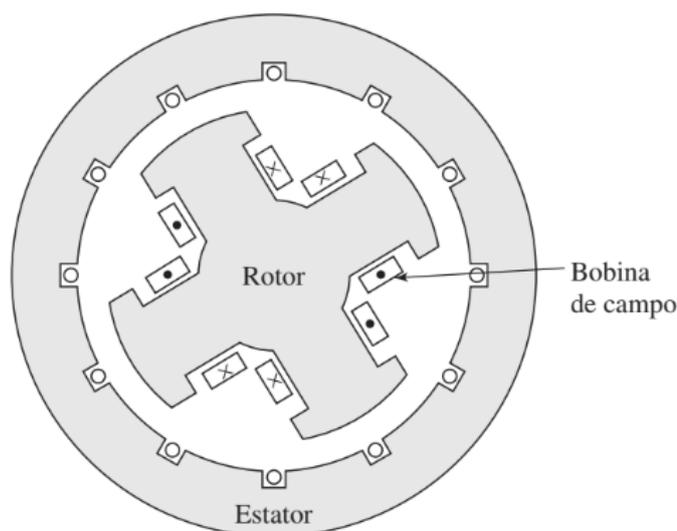


Figura 13 – Máquina de polos salientes
Fonte: Fitzgerald e Kingsley (2014).

2.2.2 Geradores de Indução

As máquinas elétricas de indução, durante anos, foram utilizadas dentro das indústrias, sendo pouco usada na geração de energia (SOHN, 2014). Atualmente, com a ascensão na utilização de fontes renováveis de energia, como usinas eólicas e Pequena Central Hidrelétrica (PCH), a utilização dos geradores de indução, na geração de energia, têm aumentado significativamente, principalmente pelo fato que sua principal vantagem se dá na sua simplicidade, visto que um gerador de indução não necessita de um circuito de campo separado e não precisa ser acionado continuamente com velocidade fixa (CHAPMAN, 2012).

Segundo Chapman (2012), devido a não necessidade de um sistema de controle avançado, a utilização de geradores de indução se torna uma grande vantagem quando se pensa em geradores eólicos, sistemas recuperadores de calor e fontes suplementares de potência que são conectadas a rede elétrica.

A diferença que existe entre o gerador de indução e o gerador síncrono se deve ao fato de que a alimentação do rotor é por indução, de forma semelhante ao funcionamento de um transformador (PARENTE, 2018). Assim um dos tipos de o rotor pode ser classificado como Gerador Gaiola de Esquilo (GIGE), sendo que, o rotor bobinado é constituído por enrolamentos, da mesma forma que o estator e seus terminais são conectados a anéis deslizantes conectados ao eixo da máquina. O gaiola de esquilo é constituído por barras condutoras curto-circuitadas em seus terminais e encaixadas em ranhuras no ferro do rotor (PARENTE, 2018). A sua construção é mais simples em relação ao rotor bobinado, devido a isso, é comumente utilizado em diversas aplicações.

Os geradores de indução são os mais utilizados em aplicações de turbinas eólicas sendo que o gerador tipo gaiola de esquilo é o mais encontrado devido a sua fácil conexão ao sistema elétrico de potência, devido a sua manutenção reduzida, além de possuir um custo baixo e uma robustez elevada (MARQUES, 2004).

O sistema de geração eólica com um gerador de indução gaiola de esquilo é mostrado na Figura 14, onde o banco de capacitor possui a função de compensação reativa, corrigindo o fator de potência do gerador, tendo em vista que os geradores de indução não possuem um circuito de campo separado, consumindo potência reativa, necessitando assim de um banco de capacitor para manter o campo magnético

em seu estator (MARQUES, 2004). O sistema de supervisão protege a turbina em casos de falta de energia elétrica e para a proteção contra sobre-velocidade são utilizados os Spoilers.

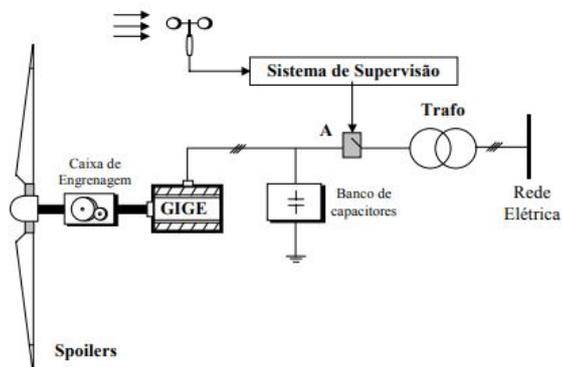


Figura 14 – Sistema de geração eólica com GIGE
 Fonte: Marques (2004).

Quando há a conexão do gerador de indução à rede elétrica, uma corrente nos enrolamentos do rotor é produzida através do fluxo magnético girante no entreferro, este fluxo é induzido a partir da tensão alternada dos enrolamentos do estator (MIYAMOTO, 2017). As correntes geradas no rotor do gerador assíncrono induzem um campo magnético que buscam se alinhar ao campo magnético do estator, fazendo com que haja movimento entre o campo do estator e do rotor, induzindo tensões com frequência f_R (Hz). Essa frequência representa a diferença entre a velocidade síncrona do campo girante e a velocidade do rotor, expressas em relação a velocidade síncrona, sendo assim igual a frequência de escorregamento do sistema (s) (PARENTE, 2018). A representação da máquina elétrica de indução trifásica está representada na Figura 15.

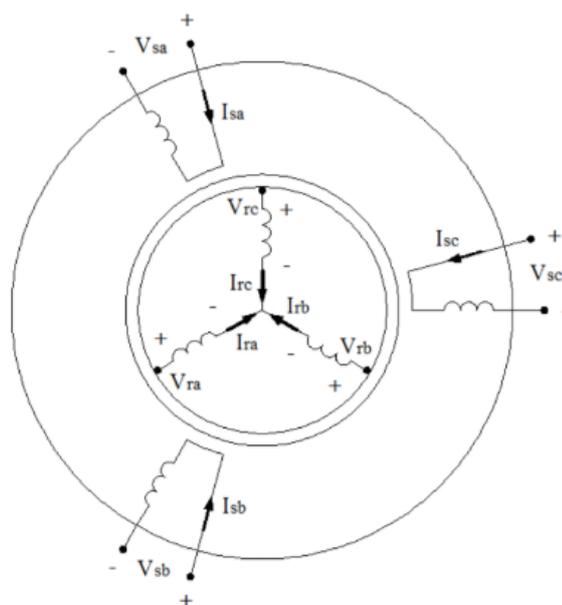


Figura 15 – Esquemático de máquina de indução
 Fonte: Sohn (2014).

Assim como os geradores síncronos, as máquinas de indução podem ser modeladas na referência dq0, aplicando-se a transformada de Park para se encontrar o circuito equivalente simplificado (KUNDUR,

1993). Segundo [Sohn \(2014\)](#), para se encontrar o modelo simplificado da máquina de indução, se deve fazer as seguintes considerações:

- Os três enrolamentos do estator são iguais e seus deslocamentos angulares também;
- Os três enrolamentos do rotor são iguais e seus deslocamentos angulares também;
- Não ocorre saturação do material magnético utilizado na máquina;
- O somatório das correntes do estator é igual a zero;
- Como na máquina síncrona, desprezam-se as correntes de Foucault e histerese;
- Desprezam-se as perdas mecânicas;
- Os efeitos das harmônicas são omitidos;
- O entreferro é constante e é radial e senoidal a distribuição de fluxo em seu interior;
- A máquina é de 2 pólos e seus enrolamentos ligados em estrela;
- Em operação como gerador o sinal das correntes são negativas no sentido "entrando na máquina". O contrário ocorre na operação como motor.

Como já foi apresentada uma ampla modelagem matemática dos geradores síncronos no tópico anterior, considerando a semelhança na modelagem nos geradores de indução, serão apenas apresentadas, de acordo com [Kundur \(1993\)](#), as equações das tensões e dos fluxos no estator e no rotor, [Equação 2.23](#) a [Equação 2.30](#), que caracterizam a máquina de indução na referência dq0.

$$v_{ds} = -r_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{ds}}{dt} \quad (2.23)$$

$$v_{qs} = -r_s i_{qs} + \omega_s \psi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{qs}}{dt} \quad (2.24)$$

$$v_{dr} = r_r i_{dr} - s\omega_s \psi_{qr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (2.25)$$

$$v_{qr} = r_r i_{qr} + s\omega_s \psi_{dr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (2.26)$$

$$\psi_{ds} = -L_{ss} i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (2.27)$$

$$\psi_{qs} = -L_{ss} i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (2.28)$$

$$\psi_{dr} = L_{rr} i_{dr} - L_m i_{ds} \quad (2.29)$$

$$\psi_{qr} = L_{rr} i_{qr} - L_m i_{qs} \quad (2.30)$$

Sendo que:

- v_{ds} e v_{qs} : são as tensões no estator;
- ψ_{ds} e ψ_{qs} : são os fluxos magnéticos no estator;
- i_{ds} e i_{qs} : são as correntes no estator;
- r_s : é a resistência do enrolamento do estator;
- ψ_b : é a velocidade angular de base;
- v_{dr} e v_{qr} : são as tensões no rotor
- λ_{dr} e λ_{qr} : são os fluxos magnéticos no rotor;
- i_{dr} e i_{qr} : são as correntes rotóricas;
- r_r : é a resistência do enrolamento do rotor;
- L_{ss} e L_{rr} :são as indutâncias próprias do estator e do rotor;
- L_m : é a indutância de mútua entre enrolamentos do estator e do rotor

Devido a máquina de indução modelo gaiola de esquilo possuir o rotor curto-circuitado, tem-se que $v_{dr} = v_{qr} = 0$.(PARENTE, 2018).

2.2.3 Transformadores

O transformador de potência é o equipamento do sistema elétrico responsável por fazer as transformações necessárias dos níveis de tensão para as aplicações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, seja ela elevação da tensão ou redução da mesma (NOGUEIRA; ALVES, 2009).

O transformador faz com que a energia elétrica seja transportada através do enrolamento primário para o secundário, através da indução eletromagnética. Seu princípio é baseado na lei de Faraday em que a tensão nos terminais de uma bobina é igual e de sinal oposto ao produto do número de espiras pela variação do fluxo magnético que envolve as espiras (BRITO, 2013). A Figura 16 mostra o modelo de um transformador ideal.

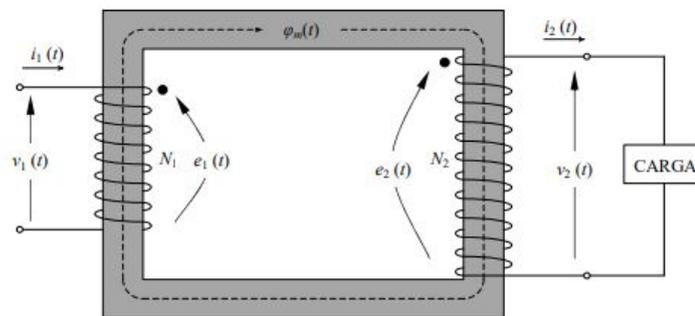


Figura 16 – Transformador ideal
Fonte: Chapman (2012).

Sendo que:

- A impedância em paralelo $z_{sh} = r_{sh} + j_{sh}(\Omega)$ (Impedância a Vazio): representa os efeitos de magnetização e perdas (Histerese ou Foucault).

- A impedância série do transformador $z = r + jX$ (Ω): representa a condução de potência (Impedância de Curto-Circuito).
- Além dessas impedâncias, o transformador ideal apresenta a relação de espiras igual a relação das tensões nominais.

A modelagem do transformador trifásico pode ser feita através de modelos de transformadores monofásicos (PARENTE, 2018). O transformador monofásico pode ser representado pelo circuito equivalente conforme a Figura 17.

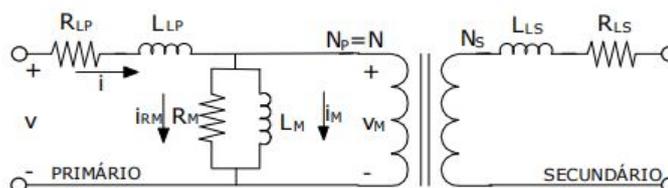


Figura 17 – Circuito equivalente transformador monofásico
Fonte: Monteiro (2011).

Do qual:

- R_{LP} e R_{LS} : são as resistências de enrolamento da bobina;
- L_{LP} e L_{LS} : são as indutâncias da bobina;
- R_M e L_M : representam os fenômenos relacionados ao núcleo magnético.

2.2.4 Linhas de Transmissão e Cargas

A energia que chega aos consumidores finais necessita de meios de transmiti-la a partir das usinas de geração. As linhas de transmissão fazem o transporte dessa energia a partir dos cabos, sendo de extensa dimensão e presentes em diversos meios, como rurais, urbanos, cruzando por cima de rios (MENEZES, 2015). A Figura 18 mostra uma linha de transmissão.



Figura 18 – Linhas de transmissão
Fonte: FIERN (2018).

Para a modelagem matemática das linhas de transmissão, se deve considerar que ela é constituída por 4 parâmetros básicos (KUNDUR, 1993):

- A resistência série R que é a resistência do condutor;
- A condutância shunt G representando o escoamento de corrente entre a fase o terra, as correntes de fuga;
- A indutância série L , sendo o campo magnético ao redor do condutor;
- A capacitância shunt C representando o campo elétrico entre os condutores;

Para a modelagem da linha de transmissão é necessário a consideração de que os parâmetros da linha, resistência, condutância, indutância e capacitância estejam distribuídos ao longo da mesma. Porém, para deduzir o comportamento da linha, deve-se utilizar a teoria usual de circuitos, considerando que, em um trecho curto da linha, esses parâmetros estejam concentrados, visto que a variação de tensão nesses elementos é muito pequena (SILVA, 2017).

Neste trabalho as cargas foram modeladas como impedâncias constantes ligadas ao barramento do sistema. Esta consideração faz com que se reduza o número de equações algébricas na modelagem das linhas, visto que este processo garante uma redução da rede (baseado no algoritmo de eliminação de Gauss) (RAMOS, 2002). Além disso, sistemas de transmissão são alimentados por fontes trifásicas, sendo que para a modelagem matemática será utilizada o modelo monofásico equivalente, para mais fácil implementação computacional (SILVA, 2017).

Segundo Ramos (2002), em um sistema multimáquinas é necessário que se expresse todas as equações numa referência síncrona comum, escolhendo-se neste caso a referência em um ponto de equilíbrio do sistema, antes da ocorrência de alguma perturbação. Para a modelagem matemática das linhas e cargas será desprezado os transitórios, tendo em vista que são muito mais rápidos que as oscilações eletromecânicas no rotor (RAMOS, 2002). Com isso, a rede será modelada a partir de uma equação algébrica matricial do tipo $\mathbf{I}=\mathbf{V}\mathbf{Y}$, na qual:

- \mathbf{I} : é um vetor de correntes injetadas;
- \mathbf{V} : é um vetor com as tensões no barramento;
- \mathbf{Y} : é uma matriz de admitância modificada, que inclui as admitâncias constantes das cargas.

O processo em detalhes da junção de todos os modelos de máquinas apresentados em uma representação única é demasiadamente extenso e pode ser encontrado nas referências (RAMOS, 2002) e (RODRIGUES, 2007).

2.2.5 Estabilizador de Sistemas de Potência

O PSS (*Power System Stabilizer*) é um equipamento que possui a função de amortecer as oscilações eletromecânicas a partir de uma atuação no AVR (MOTA, 2010).

Este equipamento é representado como uma malha de controle adicional conectada no regulador de tensão. Sendo assim, a função dos estabilizadores resulta na regeneração da capacidade de transportar energia do sistema, aumentando a estabilidade geral (CALDEIRA, 2009).

O AVR possui um papel importante no amortecimento do sistema elétrico pois, o equipamento ajuda a reduzir, de certo modo, as oscilações resultantes de grandes perturbações. Porém, em sistemas interligados, é necessário um sinal auxiliar em uma estabilização mais eficaz do sistema (FILHA, 2017).

O sistema de potência atual possui excitatrizes estáticas de baixa constante de tempo de resposta, que mesmo ajustadas pelos AVR's, que possuem alto ganho com alta velocidade de resposta, tendem a ocasionar diminuição no torque de amortecimento em certos pontos de operação. Entre estes pontos, se pode citar: cargas muito acima do desejável, máquinas em operação no limite máximo do reativo, entre outros. Por isso, é necessário a utilização do PSS para recompor este torque e manter o sistema no sincronismo (BOMFIM, 2000).

3 OSCILAÇÕES FORÇADAS

As oscilações forçadas são fenômenos causados por distúrbios provenientes por fontes intermitentes, de natureza senoidal com baixa frequência. Durante o período em que o distúrbio forçante esta atuando no sistema, se o sistema elétrico de potência possuir uma frequência natural próxima a do sinal forçante ocorre o fenômeno de ampliação das oscilações. Este fenômeno é chamado de Oscilação Forçada (JU et al., 2016).

Segundo Ghorbaniparvar (2017) as oscilações em baixa frequência podem ser geradas por oscilações forçadas ou por oscilações naturais. As oscilações naturais são causadas pelas próprias iterações dinâmicas que ocorrem entre os geradores e demais equipamentos, como dispositivos FACTS ou cargas não lineares. Entretanto, as oscilações forçadas são causadas por oscilações externas ao sistema, ou seja, por fontes ativas que introduzem sinais de natureza senoidal ao sistema. Ao contrário das oscilações naturais, em que se pode mitigar utilizando o equipamento PSS, as oscilações forçadas necessitam que seja retirada a fonte do distúrbio.

Quando a frequência do sinal externo se iguala a frequência natural do sistema ocorre ressonância. A ressonância induz oscilações no sistema com grande amplitude que acabam causando danos aos equipamentos elétricos e a qualidade da energia transmitida. Nos Estados Unidos já foi registrado variações de 280MW no sistema de potência leste, em 1992, durante aproximadamente 30 minutos (SARMADI; VENKATASUBRAMANIAN, 2016).

Segundo Ju et al. (2016) existem diversas fontes de distúrbios que podem causar oscilações forçadas no sistema elétrico, como: cargas cíclicas, flutuações na potência mecânica nos geradores de energia do sistema, variações na pressão em geradores hidráulicos, geradores eólicos e solares. A expansão da geração distribuída e dos carros elétricos trouxeram uma maior imprevisibilidade e intermitência na geração de energia e no consumo, dificultando detecção da fonte de distúrbio.

Assumindo-se que a oscilação forçada pode ser modelada por um sinal senoidal com amplitude, fase, frequência e duração desconhecido, a Equação 3.1 apresenta a modelagem utilizada por Ye et al. (2017) para o sinal de entrada.

$$\mathbf{u}(t) = \Delta P_{sen}(\omega t) \quad (3.1)$$

3.1 Métodos de Detecção de Oscilações Forçadas

A grande dificuldade para se detectar as oscilações forçadas no sistema elétrico é a presença dos ruídos intrínsecos do sistema. Para isso, um dos processamentos de sinais utilizados é o de Densidade Espectral de Potência (PSD). Este processamento mostra quais as frequências de maior potência no sinal e assim, quanto maior o tempo de processamento maior será a distinção entre cada portadora presente e a qualidade do análise. Este método leva em consideração a propriedade do ruído, pois este tipo de sinal está disposto aleatoriamente em todas as frequências. A figura Figura 19 apresenta o funcionamento do método para uma oscilação forçada na frequência de 5Hz (GHORBANIPARVAR, 2017).

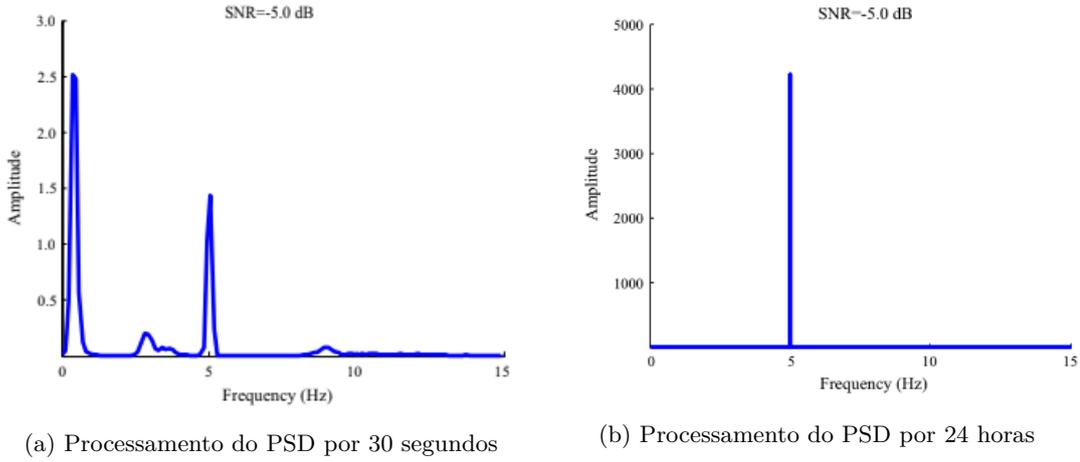


Figura 19 – Processamento por PSD.
Fonte: Ghorbaniparvar (2017).

Segundo Ghorbaniparvar (2017) o problema de se utilizar o método de detecção PSD é o tempo de processamento necessário para se obter um bom resultado. Este tempo deve ser levado em conta porque uma das características da oscilação forçada é a sua intermitência, pois se o processamento for demorado pode ocorrer da fonte do sinal forçante não estar mais presente.

3.2 Modelagem Matemática das Oscilações Forçadas em Sistemas Elétricos de Potência

Segundo Ye et al. (2017) a equação de espaços de estados de um sistema elétrico de potência dinâmico pode ser descrita pela Equação 3.2.

$$\begin{cases} \Delta \dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A} \Delta \mathbf{x}(t) + \mathbf{B} \mathbf{u}(t) \\ \Delta \mathbf{y}(t) = \mathbf{C} \mathbf{x}(t) \end{cases} \quad (3.2)$$

Sendo que \mathbf{A} é a matriz de espaços de estados do sistema e \mathbf{B} é a matriz de identidade de entrada. Utilizando-se da decomposição em valores singulares, explicada no Apêndice A, da matriz \mathbf{A} que compõe a Equação 3.2 e isolando a parte da equação que contém a matriz \mathbf{B} , pode-se chegar na Equação 3.3.

$$\Delta \dot{\mathbf{x}}(t) - \Phi \Lambda \Psi \Delta \mathbf{x}(t) = \mathbf{B} \mathbf{u}(t) \quad (3.3)$$

Multiplicando-se pela matriz inversa de Ψ a Equação 3.3 para se cancelar a matriz Φ que multiplicava a matriz Λ , obtém-se

$$\Phi^{-1} \Delta \dot{\mathbf{x}}(t) - \Lambda \Psi \Delta \mathbf{x}(t) = \Phi^{-1} \mathbf{B} \mathbf{u}(t) \quad (3.4)$$

Transcrevendo-se a equação Equação 3.4, utilizando o conceito que a matriz inversa de Φ é Ψ , consegue-se a Equação 3.5:

$$\Psi \Delta \dot{\mathbf{x}}(t) - \Lambda \Psi \Delta \mathbf{x}(t) = \Psi \mathbf{B} \mathbf{u}(t) \quad (3.5)$$

Multiplicando-se por $e^{-\lambda t}$ a Equação 3.5. A equação resultante esta representada pela Equação 3.6.

$$e^{-\Lambda t} \Psi \Delta \dot{\mathbf{x}}(t) - e^{-\Lambda t} \Lambda \Psi \Delta \mathbf{x}(t) = e^{-\Lambda t} \Psi \mathbf{B} \mathbf{u}(t) \quad (3.6)$$

Ao se utilizar do processo de integração na [Equação 3.6](#), obtém-se a equação [Equação 3.7](#).

$$e^{-\Lambda t} \Psi \Delta \mathbf{x}(t) - \Psi \Delta \mathbf{x}(0) = \int_0^t e^{-\Lambda \tau} \Psi \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}(\tau) d\tau \quad (3.7)$$

$$\Psi \Delta \mathbf{x}(t) - e^{\Lambda t} \Psi \Delta \mathbf{x}(0) = \int_0^t e^{-\Lambda(\tau-t)} \Psi \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}(\tau) d\tau \quad (3.8)$$

$$\Delta \mathbf{x}(t) - \Phi e^{\Lambda t} \Psi \Delta \mathbf{x}(0) = \Phi \int_0^t e^{-\Lambda(\tau-t)} \Psi \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}(\tau) d\tau \quad (3.9)$$

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \Phi e^{\Lambda t} \Psi \Delta \mathbf{x}(0) + \Phi \int_0^t e^{-\Lambda(\tau-t)} \Psi \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}(\tau) d\tau \quad (3.10)$$

Segundo [Mayer \(2000\)](#) a [Equação 3.10](#) é dividida em 2 partes. A primeira é chamada de resposta natural, que é a parcela que apresenta as variações devido a condição inicial do sistema. A segunda parcela é chamada de resposta forçada, que é a parcela que corresponde as variações na entrada do sistema. Este trabalho visa analisar as oscilações forçadas e, por isto, foi desconsiderada a parcela da resposta natural.

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \Phi \int_0^t e^{-\Lambda(\tau-t)} \Psi \mathbf{B} \Delta \mathbf{u}(\tau) d\tau \quad (3.11)$$

Segundo [Ye et al. \(2017\)](#), a oscilação forçada por ser descrita como uma entrada representada por uma parcela constante e outra variável para cada entrada, ou seja, cada fonte de sinal forçante. Esta modelagem pode ser descrita como a [Equação 3.1](#). Substituindo-se a [Equação 3.1](#) na equação [Equação 3.11](#) e resolvendo a integral se encontra a resolução apresentada na equação [Equação 3.13](#).

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \sum_{l=1}^q \Phi \Psi e^{\Lambda t} \int_0^t e^{-\Lambda \tau} \Delta P_l \text{sen}(\omega_l \tau) d\tau \quad (3.12)$$

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \sum_{l=1}^q \Phi \Psi \Delta P_l \left(\frac{-\Lambda \text{sen}(\omega_l t) - \omega_l \cos(\omega_l t) + \omega_l e^{\Lambda t}}{\omega_l^2 + \Lambda^2} \right) \quad (3.13)$$

Considerando que os autovalores do sistema possuem seu complexo conjugado, a [Equação 3.14](#) expande-se para a [Equação 3.14](#).

$$\Delta \mathbf{x}(t) = \sum_{r=1}^q \sum_{l=1}^q \Delta P_l (\phi_{ir} \psi_{rl} \frac{-\lambda_r \text{sen}(\omega_l t) - \omega_l \cos(\omega_l t) + \omega_l e^{\lambda_r t}}{\omega_l^2 + \lambda_r^2}) + (\phi_{ir}^* \psi_{rl}^* \frac{-\lambda_r^* \text{sen}(\omega_l t) - \omega_l \cos(\omega_l t) + \omega_l e^{\lambda_r^* t}}{\omega_l^2 + \lambda_r^{*2}}) \quad (3.14)$$

Substituindo-se os denominadores da equação por um denominador comum e deixando-se em evidência os termos em comum de cada parcela, encontra-se a equação [Equação 3.15](#).

$$\begin{aligned} \Delta \mathbf{x}(t) = & \sum_{r=1}^q \sum_{l=1}^q \frac{\Delta P_l}{(\omega_l^2 + \lambda_r^2)(\omega_l^2 + \lambda_r^{*2})} [((\omega_l^2 + \lambda_r^{*2}) \phi_{ir} \psi_{rl} e^{\lambda_r t} + (\omega_l^2 + \lambda_r^2) \phi_{ir}^* \psi_{rl}^* e^{\lambda_r^* t}) \omega_l \\ & - ((\omega_l^2 + \lambda_r^{*2}) \phi_{ir} \psi_{rl} + (\omega_l^2 + \lambda_r^2) \phi_{ir}^* \psi_{rl}^*) \omega_l \cos(\omega_l t) \\ & - ((\omega_l^2 + \lambda_r^{*2}) \phi_{ir} \psi_{rl} \lambda_r + (\omega_l^2 + \lambda_r^2) \phi_{ir}^* \psi_{rl}^* \lambda_r^* t) \text{sen}(\omega_l t)] \end{aligned} \quad (3.15)$$

Para se encontrar os parâmetros definidos por [Ye et al. \(2017\)](#) para se analisar os efeitos das oscilações forçadas. É necessário utilizar das definições apresentadas pela [Equação 3.16](#) e pela [Equação 4.9](#).

$$\left\{ \begin{array}{l} \psi = | \psi | \angle \alpha \\ \phi = | \phi | \angle \gamma \\ \lambda = \sigma + j\omega_d = -\zeta\omega_n + j\sqrt{1 - \zeta^2}\omega_n = \omega_n \angle \theta \end{array} \right. \quad (3.16)$$

Considerando que $\Delta x(t)$ é composto pela soma de duas partes $\Delta x_i(t)$ e $\Delta x_{ii}(t)$, tem-se:

$$\Delta x_i(t) = \sum_{r=1}^q \sum_{l=1}^q \frac{(a \operatorname{sen}(\omega_l t) + b \operatorname{cos}(\omega_l t)) \Delta P_l}{(\omega_{nr}^2 - \omega_l)^2 + 4\xi_r^2 \omega_{nr}^2 \omega_l^2}$$

$$\Delta x_{ii}(t) = \frac{[(\omega_l^2 + \lambda_r^{*2}) \phi_r \psi_{rl} e^{j\omega_{dr} t} + (\omega_l^2 + \lambda_r^2) \phi_r^* \psi_{rl}^* e^{-\xi_r j\omega_{dr} t}] \omega_l e^{-\xi_r \omega_{nr} t} \Delta P_l}{(\omega_{nr}^2 - \omega_l)^2 + 4\xi_r^2 \omega_{nr}^2 \omega_l^2}$$

A parcela de $\Delta x_{ii}(t)$ pode ser gradativamente reduzida para a [Equação 3.17](#) se for concatenado em uma variável (c) a parcela contendo as matrizes $| \phi |$ e $| \psi |$ e a parcela $\Delta x_i(t)$ pode ser reduzida também para a [Equação 3.18](#), utilizando isto se encontra:

$$\Delta x_{ii}(t) = \frac{c_i e^{-\xi_r \omega_{nr} t} \Delta P_l}{(\omega_{nr}^2 - \omega_l)^2 + 4\xi_r^2 \omega_{nr}^2 \omega_l^2} \quad (3.17)$$

$$\Delta x_i(t) = \sum_{r=1}^q \sum_{l=1}^q \frac{\Delta P_l B_l^r \operatorname{sen}(\omega_l t + \varphi_l^r)}{(\omega_{nr}^2 - \omega_l)^2 + 4\xi_r^2 \omega_{nr}^2 \omega_l^2} \quad (3.18)$$

Onde:

$$a_i = -(\lambda_r^{*2} \lambda_r | \phi_r || \psi_{rl} | + \lambda_r^* \lambda_r^2 | \phi_r^* || \psi_{rl}^* |) - (\lambda_r | \phi_r || \psi_{rl} | + \lambda_r^* | \phi_r^* || \psi_{rl}^* |) \omega_l^2$$

$$a_i \approx -\eta \omega_{nr} | \phi_r || \psi_{rl} | \operatorname{cos}(\gamma_r + \sigma_{rl} - \delta)$$

$$b_i = -(\lambda_r^{*2} | \phi_r || \psi_{rl} | + \lambda_r^2 | \phi_r^* || \psi_{rl}^* |) \omega_l - (| \phi_r || \psi_{rl} | + | \phi_r^* || \psi_{rl}^* |) \omega_l^3$$

$$b_i \approx -\eta \omega_l | \phi_r || \psi_{rl} | \operatorname{sen}(\gamma_r + \sigma_{rl} - \delta)$$

$$c_i = (\lambda_r^{*2} | \phi_r || \psi_{rl} | e^{j\omega_{dr} t} + \lambda_r^2 | \phi_r^* || \psi_{rl}^* | e^{-j\omega_{dr} t}) \omega_l + (| \phi_r || \psi_{rl} | e^{j\omega_{dr} t} + | \phi_r^* || \psi_{rl}^* | e^{-j\omega_{dr} t}) \omega_l^3$$

$$c_i \approx -\eta \omega_l | \phi_r || \psi_{rl} | \operatorname{sen}(\omega_{dr} + \gamma_r + \sigma_{rl} - \delta)$$

$$B_l^r = \sqrt{a^2 + b^2}$$

$$B_l^r = 2 | \phi_r || \psi_{rl} | \sqrt{(\eta')^2 \omega_{nr}^2 \operatorname{cos}^2(\gamma_r + \sigma_r - \delta) + (\eta'')^2 \omega_l^2 \operatorname{sen}^2(\gamma_r + \sigma_{rl} - \delta)}$$

$$B_l^r = \eta \beta \omega_l | \phi_r || \psi_{rl} |$$

$$\beta = \sqrt{1 + \left(\frac{\omega_{nr}^2}{\omega_l^2} - 1 \right) \operatorname{cos}^2(\gamma_r + \sigma_{rl} - \delta)}$$

Sendo assim, pode-se simplificar a equação [Equação 3.15](#) e chegar a saída $\Delta y(t)$ utilizando a [Equação 3.2](#), gerando-se a [Equação 3.19](#) e [Equação 3.20](#).

$$\Delta \mathbf{y}_i(\mathbf{t}) = \sum_{i=1}^n \sum_{r=1}^q \sum_{l=1}^m \mathcal{Z} [e^{-\zeta_r \omega_{nr} t} \text{sen}(\omega_{dr} t + \gamma_{ir} + \alpha_{rl} - \varphi) - \beta \text{sen}(\omega_l t + \gamma_{ir} + \alpha_{rl} - \varphi)] \quad (3.19)$$

$$\mathcal{Z} = c_i | \phi_{ir} | | \psi_{rl} | \Delta P_l \nu$$

$$\nu = \frac{2\omega_l}{\eta}$$

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{\omega_{nr}^2 - \omega_l^2}{2\zeta_r \omega_{nr}^2} \right)$$

$$\eta = \sqrt{(\omega_{nr}^2 - \omega_l^2)^2 + 4\zeta_r^2 \omega_{nr}^2 \omega_l^2}$$

(3.20)

Segundo [Ye et al. \(2017\)](#) o termo \mathcal{Z} pode ser representado por duas parcelas. A primeira é a parcela $c_i | \phi_{ir} | | \psi_{rl} | \Delta P_l$ que é idêntica a amplitude da oscilação natural. A segunda parcela é o termo ν que é chamado de fator de amplificação, este fator apresenta a relação entre a amplitude da oscilação natural e a amplitude da oscilação forçada.

3.3 Análise do Efeito de Ressonância no Sistema

O efeito de ressonância ocorre ao se aplicar ω_l igual a um ω_{nr} na [Equação 3.19](#), como consequência o parâmetro \mathcal{Z} , chega-se no valor máximo de amplitude de oscilação do sistema.

$$\nu = \frac{2\omega_l}{\sqrt{(\omega_{nr}^2 - \omega_l^2)^2 + 4\zeta_r^2 \omega_{nr}^2 \omega_l^2}}$$

$$\text{Sendo : } \omega_l = \omega_{nr} = \omega_{l,max}$$

$$\nu = \frac{2\omega_{nr}}{\sqrt{4\zeta_r^2 \omega_{nr}^2 \omega_{nr}^2}}$$

$$\nu_{max} = \frac{1}{\zeta_r \omega_{nr}}$$

Substituindo-se ν por ν_{max} na [Equação 3.19](#), chega-se na [Equação 3.21](#):

$$\mathcal{Z}_{max} = \frac{c_i | \phi_{ir} | | \psi_{rl} | \Delta P_l}{\zeta_r \omega_{nr}} \quad (3.21)$$

Durante a ressonância, a amplitude \mathcal{Z} começa a decair de seu valor máximo quando a frequência do distúrbio se distancia da frequência natural do sistema e quando o coeficiente de amortecimento do sistema aumenta. A [Figura 20](#) apresenta a amplitude \mathcal{Z} no momento da ressonância. O valor de ω_l^\pm pode ser calculado pela [Equação 3.22](#).

$$\omega_l^\pm = \omega_{nr} \sqrt{1 + 2\zeta_r^2 \pm 2\zeta_r \sqrt{1 + \zeta_r^2}} \quad (3.22)$$

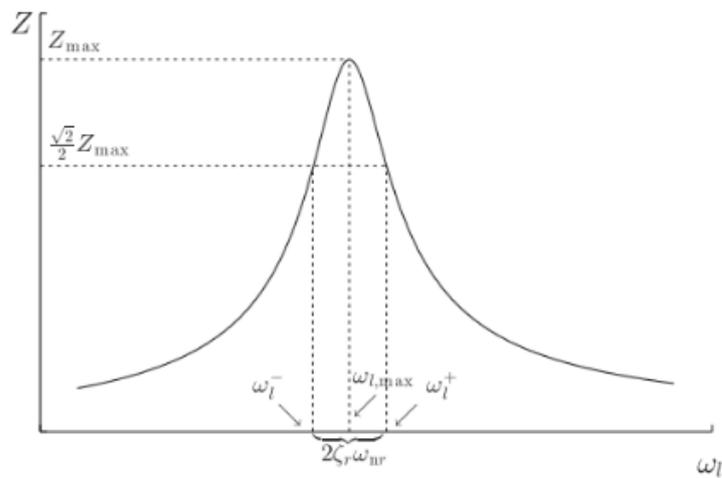


Figura 20 – Amplitude Z durante a ressonância.
 Fonte: Ye et al. (2017).

A distância entre os valores de ω_r^+ e ω_r^- é conhecido como largura de ressonância e pode ser expresso por aproximadamente $2\zeta_r \omega_{nr}$. Se a diferença, em modulo, entre ω_l e $\omega_{l,max}$ for maior que metade da largura de ressonância e menor que o limite de frequência da oscilação forçada ocorre o efeito de *beats*. Este efeito faz com que o sistema comece a oscilar com altas amplitudes (YE et al., 2017). O efeito de *beats* não será abordado neste trabalho.

4 ANÁLISE DAS OSCILAÇÕES FORÇADAS EM UM SISTEMA MÁQUINA CONTRA BARRAMENTO INFINITO

4.1 Introdução ao Sistema Máquina Contra Barramento Infinito

O SMIB é um sistema largamente utilizado para se estudar os fenômenos de estabilidade em sistemas elétricos de potência e também é encontrado com o nome de Heffron-Phillips, a [Figura 21](#) apresenta o esquemático deste modelo. A tensão E_t representa a tensão nos terminais do gerador e a tensão E_B a tensão no barramento infinito. O Barramento infinito é um componente que simula as características de uma grande geradora e, por isso, os distúrbios simulados não irão interferir em suas características. O gerador está ligado ao barramento infinito através de um transformador elevador, normalmente representado pela sua impedância X_{tr} e por duas linhas de transmissão. A primeira linha de transmissão, CCT1, é representada por sua impedância X_1 e a segunda linha, CCT2, possui o mesmo valor de impedância.

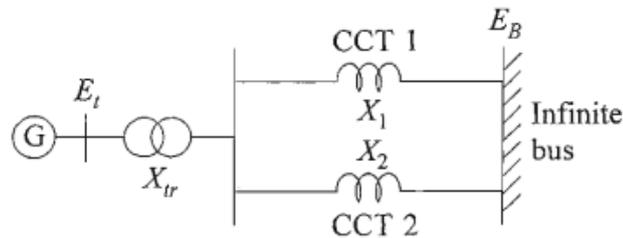


Figura 21 – Sistema Máquina Contra Barramento Infinito
Fonte: [Kundur \(1993\)](#).

Aplicando a segunda Lei de Newton, a equação do movimento rotacional no gerador é ([EL-SHIMY, 2015](#)):

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_t - T_e - T_D \quad (4.1)$$

Sendo: a variável J representa o momento de inércia total do sistema, ω_m a velocidade do rotor, T_t o torque gerado pela turbina, T_e o torque eletromagnético gerado para desacelerar a turbina e T_D o torque de amortecimento. A equação [Equação 4.1](#) também é conhecida na literatura como equação de *swing* do sistema.

O termo $d\omega_m/dt$ representa a aceleração do rotor. Caso o somatório dos torques aplicados na turbina não seja igual a zero, o rotor irá desacelerar ou acelerar e sairá da velocidade de sincronismo. Quanto maior o valor do momento de inércia, menor será a sensibilidade do sistema às variações dos torques. O desbalanceamento ocorre por diversos fatores, sendo que um dos mais comuns de se ocorrer é a variação do torque eletromagnético. O torque eletromagnético varia de uma forma muito mais rápida que o torque da turbina, pois este depende de movimento mecânicos para se adaptar ([EL-SHIMY, 2015](#)).

Substituindo-se o momento de inércia pela [Equação 4.2](#), pode-se chegar na [Equação 4.3](#) (DULAU; BICA, 2015).

$$J = \frac{2HS_b}{\omega_{0m}^2} \quad (4.2)$$

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \omega_{0m} \frac{T_m - T_e}{S_b} \quad (4.3)$$

Onde: H é a constante inercial, S_b é o coeficiente de potência base do sistema e ω_{0m} o coeficiente de velocidade angular do rotor no ponto de operação.

A diferença entre a potência mecânica e a potência elétrica é aproximadamente igual a diferença entre o torque mecânico e o torque elétrico. Sendo assim, a [Equação 4.3](#) pode ser reescrita na forma apresentada na [Equação 4.4](#) (DULAU; BICA, 2015).

$$H \frac{d\omega}{dt} \approx P_m - P_e \quad (4.4)$$

Segundo Nazareno (2009): "Outro tipo de equação de movimento rotacional considera que a velocidade angular possui uma variação muito pequena durante o período transitório. Caso contrário, ocorreria perda de sincronismo rapidamente". A aplicação desta hipótese faz surgir um erro no equacionamento, por isto é adicionado um termo de amortecimento na equação.

Aplicando este conceito na [Equação 4.4](#), considerando o momento angular constante, multiplicando a equação por ω_m e escrevendo-a em termos de δ , Chega-se em uma nova equação para o movimento rotacional apresentada na [Equação 4.5](#) (NAZARENO, 2009).

$$T_j \frac{d^2\delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} + P_e = P_m \quad (4.5)$$

A constante T_j representa o parâmetro de momento angular do sistema e a constante D o termo de amortecimento da equação.

Sendo ΔP a amplitude desconhecida do sinal, ω a frequência desconhecida do sinal e $u(t)$ representando o sinal de entrada. Se for aplicada a [Equação 3.1](#) na [Equação 4.5](#), levando em consideração que a potência elétrica é modulada em termos de $\Delta\delta$ e a potência mecânica é a entrada do sinal forçante no sistema, chega-se na [Equação 4.6](#).

$$T_j \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + D \frac{d\Delta\delta}{dt} + K_s\Delta\delta = \Delta P \text{sen}(\omega t) \quad (4.6)$$

Onde: K_s é o coeficiente de torque e δ é o ângulo do rotor da máquina síncrona acoplada ao barramento infinito. Isolando-se o ângulo do rotor na [Equação 4.6](#) se encontra a [Equação 4.7](#).

$$\Delta\delta = \frac{\Delta P}{K_s} \frac{1}{\sqrt{(1 - \nu^2)^2 + 4\xi^2\nu^2}} \text{sen}(\omega t + \varphi) \quad (4.7)$$

Sendo os parâmetros desta equação:

$$\left\{ \begin{array}{ll} \nu = \omega/\omega_o & \text{coeficiente de frequência} \\ \xi = D/w\omega_o T_j & \text{coeficiente de amortecimento} \\ \varphi & \text{diferença de fase} \\ \omega_n & \text{frequência natural do sistema} \end{array} \right.$$

De acordo com [Ju et al. \(2016\)](#) a amplitude da oscilação forçada será máxima quando a frequência natural do sistema for igual a frequência da oscilação forçada. Ainda sim, quanto menor o coeficiente de amortecimento do sistema, menor necessita ser a amplitude do distúrbio para ocorrer uma maior oscilação.

Para a análise de oscilações forçadas, deve-se assumir as considerações apresentadas pela [Equação 4.8](#) ([YE et al., 2017](#)). As frequências ω_l e ω_n representam a frequência de oscilação do sinal de entrada e do sistema, respectivamente. A defasagem angular do sistema é representada por δ'' enquanto a do sinal é representada por δ' .

$$\eta' = \sqrt{(\omega_n^2 - \omega_l^2)^2 - 4\xi^2\omega_l^4}$$

$$\tan(\delta') = \frac{\omega_n^2 - \omega_l^2}{2\xi\omega_l^2}$$
(4.8)

$$\eta'' = \sqrt{(\omega_n^2 - \omega_l^2)^2 - 4\xi^2\omega_n^4}$$

$$\tan(\delta'') = \frac{\omega_n^2 - \omega_l^2}{2\xi\omega_n^2}$$

Na ocorrência de oscilações forçadas a frequência do distúrbio se iguala a frequência natural do sistema, $\omega_l = \omega_n$, portanto a [Equação 4.8](#) pode ser reescrita pelas igualdades demonstradas pela [Equação 4.9](#) ([YE et al., 2017](#)).

$$\eta' = \eta'' = \eta = \sqrt{(\omega_n^2 - \omega_l^2)^2 - 4\xi^2\omega_n^2\omega_l^2}$$

$$\delta = \frac{\delta' + \delta''}{2}$$
(4.9)

A [Equação 4.9](#) pode ser aplicada a qualquer sistema dinâmico em que ocorra oscilações forçadas. Neste trabalho, estas afirmações serão utilizadas para definir a resposta do sistema a este tipo de distúrbio.

4.2 Estudo de Caso: Sistema Máquina Contra Barramento Infinito

Foi implementado, através da *toolbox* PSAT, o SMIB presente no livro do ([KUNDUR, 1993](#)), visto que este sistema é considerado um excelente teste para estudos de estabilidade e análise de oscilações forçadas em sistemas elétricos. Considerando que a variável de interesse nesse estudo é o ângulo do rotor, procura-se, através deste sistema, analisar como será a sua variação frente as oscilações, para assim obter o entendimento do comportamento do sistema e os possíveis eventos que possam ocorrer frente às oscilações forçadas. O sistema estudado é de 3ª ordem e está representado na [Figura 22](#).

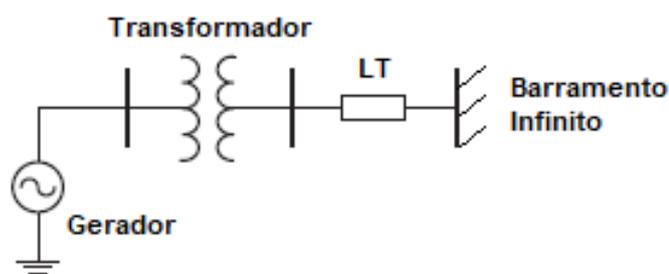


Figura 22 – Sistema máquina contra barramento infinito implementado no *PSAT*
 Fonte: Kundur (1993).

Foi realizado o paralelo das linhas de transmissão apresentadas na Figura 21. Sendo assim, o sistema da Figura 22 é composto por:

- 1 Gerador de 2220MVA/24kV de reatância de $1,81pu$;
- 1 Transformador de Potência de reatância $0,15pu$
- 1 Linha de Transmissão de reatância de $0,5pu$
- 1 Barramento Infinito
- Frequência de 60Hz

Como visto no capítulo 3, as oscilações forçadas possuem maior amplitude quando a frequência da oscilação é próxima ou igual a frequência da oscilação natural, sendo comprovada através da modelagem matemática das equações Equação 3.20.

Implementou-se computacionalmente, através da ferramenta *Matlab*, as equações das oscilações forçadas, apresentadas no Anexo C, para se obter as frequências em qual o sistema possuirá a maior amplitude da oscilação. A matriz de autovalores calculada corresponde as frequências naturais do sistema, porém, não somente deve-se olhar essas frequências naturais obtidas, mas analisar a sua influência nas oscilações forçadas, para comprovar se realmente possuirá a maior amplitude. Os resultados do cálculo da matriz de autovalores são mostrados na Tabela 1:

Tabela 1 – Frequências naturais do sistema máquina contra barramento infinito em Hz

	Frequência 1 (Hz)	Frequência 2 (Hz)
SMIB	0,0121	1,04

Fonte: Os Autores

O resultado da análise das oscilações forçadas para o ângulo do rotor do gerador, resultado da aplicação da Equação 3.20, está apresentado na Figura 23.

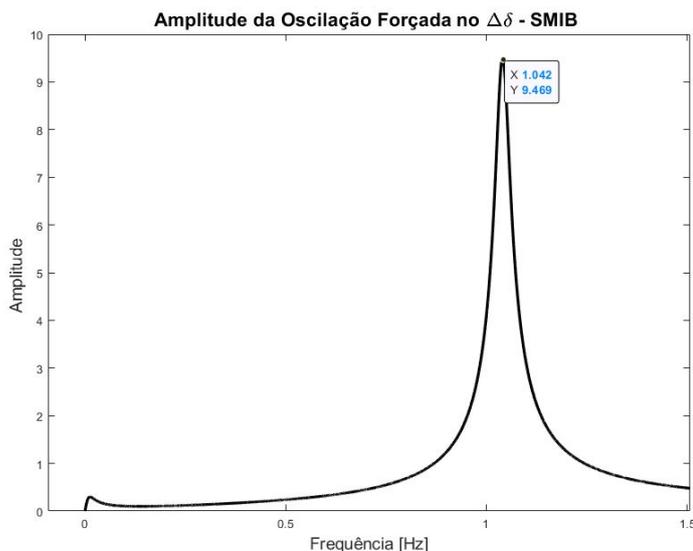


Figura 23 – Amplitude da oscilação forçada x frequência (Hz) no ângulo do rotor
 Fonte: Os Autores.

A partir da [Figura 23](#), pode-se observar a influência da resposta do sistema frente às duas frequências naturais obtidas a partir da matriz de autovalores, 0,0121 Hz e 1,04 Hz. Conclui-se, a partir do resultado obtido, que em 1,04 Hz se obtém a maior amplitude da oscilação forçada, $Z = 9,469$. A partir deste resultado comprova-se que a modelagem matemática que mostra a relação entre frequência natural e frequência de oscilação forçada se diz condizente ao sistema, além de mostrar que as oscilações forçadas ocorrem em baixa frequência.

Para comprovar o efeito da oscilação forçada no SMIB, foi implementado através do *software* Matlab/Simulink o diagrama de blocos linearizado do sistema, mostrado na [Figura 24](#), observando o comportamento do ângulo do rotor frente aos distúrbios. Portanto, nessa etapa simulam-se 3 oscilações forçadas com frequências distintas. Sendo elas, com frequências abaixo, igual e superior a frequência obtida na matriz de autovalores calculada através das equações das oscilações forçadas. Para inserir essa oscilação no diagrama de blocos, é colocado um bloco representado por um gerador.

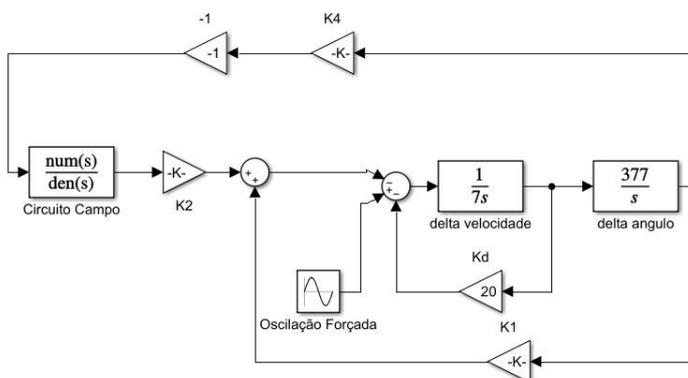


Figura 24 – Diagrama de blocos do modelo linearizado do SMIB
 Fonte: Os Autores.

Os valores dos parâmetros do diagrama de blocos do modelo linearizado do SMIB implementado no *PSAT* foram calculados com base nas equações do [Kundur \(1993\)](#), seguindo os parâmetros dos componentes do sistema (Gerador, Transformador e Linha de Transmissão). A [Tabela 2](#) mostra esses

parâmetros.

Tabela 2 – Valores dos ganhos K no diagrama de blocos SMIB

SMIB	Valor
K1	0,7643
K2	0,8649
Kd	20
K4	1,4187

Fonte: Os Autores

Como a amplitude da oscilação forçada é maior na frequência de 1,04Hz como mostra a [Figura 23](#), foi analisada 3 frequências no bloco da oscilação forçada com o intuito de verificar a variação do ângulo do rotor, essas frequências de estudo são:

- 0,63 Hz
- 1,04Hz
- 1,27Hz

Após a simulação, a variação do ângulo do rotor do SMIB linearizado em função do tempo está representado na [Figura 25](#).

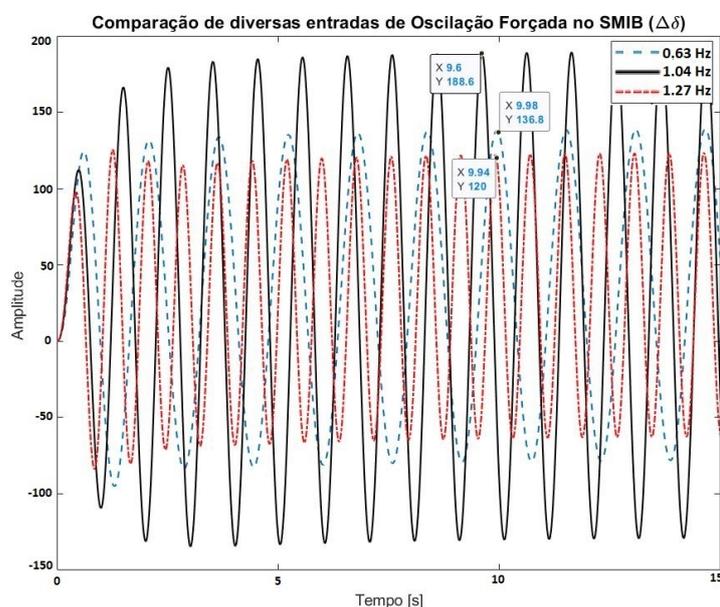


Figura 25 – Variação do ângulo do rotor frente diversas entradas de oscilação forçada do sistema *SMIB*
Fonte: Os Autores.

Com o resultado da simulação mostrado na [Figura 25](#) pode-se observar que a oscilação forçada com frequência igual a frequência natural (1,04 Hz) possui a maior variação de amplitude do ângulo do rotor, variável de interesse para a análise, sendo que este resultado mostra-se importante devido a variação no fluxo de potência que a oscilação do ângulo do rotor pode causar, atuando sistemas de proteção e causando flutuação de carga no sistema elétrico.

Através da comparação da aplicação de diversas entradas de oscilação forçada no sistema feita pelo diagrama de blocos do sistema linearizado, representado pela [Figura 25](#), observa-se que o sistema leva cerca de 6 segundos para estabilizar na variação do ângulo, resultado devido a influência da resposta natural do sistema, pois neste caso ainda não está se usando o PSS.

4.3 Estudo de Caso: Sistema Máquina Contra Barramento Infinito com a Utilização do PSS

Semelhante ao estudo de caso do Sistema Máquina Contra Barramento Infinito, que não utilizava-se do estabilizador de sistemas de potência, foi feito um estudo de caso para observar o comportamento do sistema frente as oscilações forçadas em casos que possuam o equipamento PSS. O PSS basicamente possui a função de adicionar um amortecimento às oscilações do ângulo do rotor e é representado por uma malha adicional de controle no diagrama de blocos linearizado do sistema. O modelo de 3ª ordem implementado no PSAT, do SMIB, é o mesmo utilizado na análise sem o PSS, presente no ([KUNDUR, 1993](#)), com os mesmos parâmetros, diferenciando-se apenas na utilização do equipamento PSS e o AVR. A [Figura 26](#) mostra o sistema.

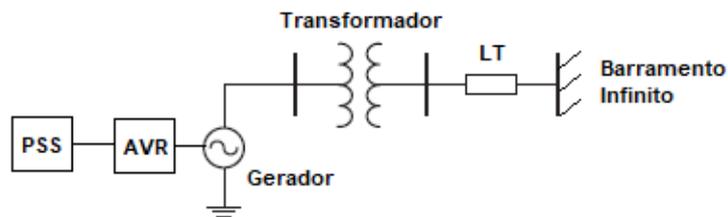


Figura 26 – Sistema máquina contra barramento infinito com PSS implementado no *PSAT*
Fonte: Os Autores.

Implementou-se computacionalmente, através do modelo linearizado do SMIB com PSS, as equações da modelagem matemática das oscilações forçadas, para a partir da matriz de autovalores do sistema, que calcula as frequências naturais do sistema, possa ser verificado em qual dessas frequências se obtém a maior amplitude das oscilações forçadas.

Os resultados das frequências naturais obtidas pelo cálculo são representadas pela [Tabela 3](#):

Tabela 3 – Frequências naturais do sistema máquina contra barramento infinito com PSS em Hz

SMIB PSS	Hz
Frequência 1	0,1591
Frequência 2	1,5915
Frequência 3	7,9577
Frequência 4	1,0404
Frequência 5	0,0121
Frequência 6	0,1608

Fonte: Os Autores

Simulado o sistema da [Figura 26](#) através da *toolbox* PSAT e calculado os parâmetros das equações das oscilações forçadas ([Equação 3.20](#)), obtém-se o resultado da [Figura 27](#), onde mostra a amplitude da oscilação forçada pela frequência, indicando em qual frequência natural se obtém a maior amplitude da oscilação.

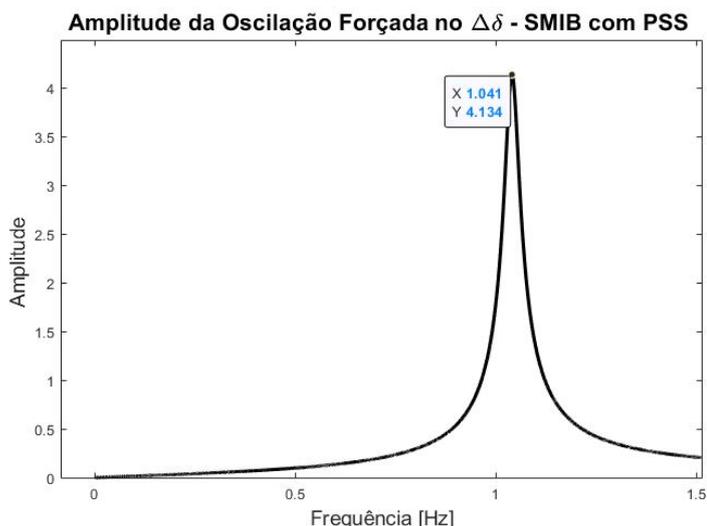


Figura 27 – Amplitude da oscilação forçada x frequência da oscilação forçada no ângulo do rotor
 Fonte: Os Autores.

A partir da Figura 27 obtém-se a resposta do sistema frente às oscilações naturais. A partir da análise, a frequência natural de 1,04 Hz, obtida através da matriz de autovalores, faz com que haja a maior amplitude da oscilação forçada, observada no pico da resposta em $Z = 4,134$. Sendo assim, a modelagem matemática implementada no *Matlab/Simulink* para a análise das oscilações forçadas e estabilidade do sistema de potência, mostra os resultados esperados, sendo que comprova o fato de que quando o sistema possui uma oscilação perto ou igual a da frequência natural, ele está sujeito a ter uma oscilação forçada.

O efeito da oscilação forçada no sistema pode ser comprovado através da simulação do diagrama de blocos do modelo linearizado do sistema com o PSS implementado no software *Matlab/Simulink*. A variável de interesse, pode ser analisada frente a diversas entradas de oscilações forçadas, com valores de frequência, abaixo, igual ou acima das obtidas na Figura 27. Para inserir as oscilações forçadas no sistema linearizado, adiciona-se um bloco gerador, que funciona como fonte de oscilação forçada, inserindo assim um sinal que represente esse fenômeno no sistema. O diagrama de blocos do sistema linearizado é representado pela Figura 28 sendo o PSS representado por uma malha de controle estabilizadora no sistema, possuindo a função de reduzir as oscilações naturais do sistema, juntamente com a redução da variação do ângulo do rotor.

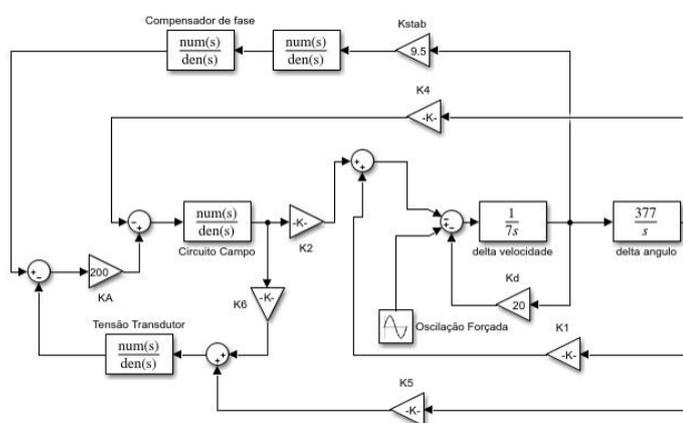


Figura 28 – Diagrama de blocos do modelo linearizado do SMIB com PSS
 Fonte: Os Autores.

Os valores dos parâmetros do diagrama de blocos do modelo linearizado do SMIB com PSS implementado no *PSAT* foram calculados com base nas equações do Kundur (1993), seguindo os parâmetros dos componentes do sistema (Gerador, Transformador e Linha de Transmissão). Como foi adicionado uma malha de controle devido ao PSS, alguns ganhos foram adicionados em relação ao modelo sem a utilização do PSS. A Tabela 4 mostra esses parâmetros.

Tabela 4 – Valores dos ganhos K no diagrama de blocos SMIB com PSS

SMIB	Valor
K1	0,7643
K2	0,8649
Kd	20
K4	1,4187
K5	-0,1463
K6	0,4168
KA	200
Kstab	9,5

Sabendo que a maior amplitude da oscilação forçada ocorre na frequência de 1,04 Hz, obtida através da Figura 27, a simulação do diagrama de blocos do sistema linearizado, implementado através do software *Matlab/Simulink*, compreendeu-se nas frequências de 0,63 Hz, 1,04 Hz e 1,27 Hz para a análise da variação do ângulo do rotor frente a essas oscilações. O resultado dessa simulação está representada na Figura 29.

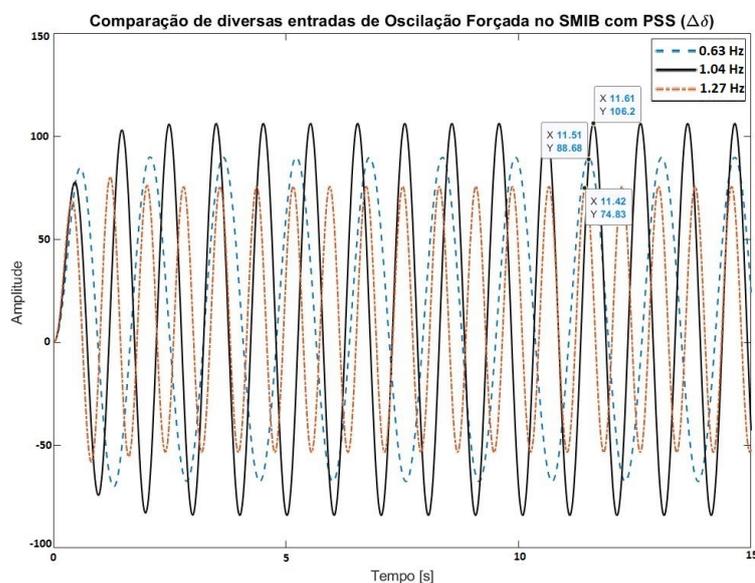


Figura 29 – Variação do ângulo do rotor frente as diversas entradas de oscilação forçada (SMIB PSS)
Fonte: Os Autores.

Com a análise da resposta do sistema frente as 3 entradas de oscilação forçada no diagrama de blocos do modelo linearizado, em 0,63 Hz, 1,04 Hz e 1,27 Hz, observa-se que quando a frequência é igual a frequência natural obtida pela matriz de autovalores, demonstrada na Figura 27, a variação do ângulo do rotor é a maior se comparada as outras frequências do sinal forçante aplicadas no sistema.

Como neste estudo de caso utiliza-se do equipamento PSS, observa-se que a resposta natural do sistema teve seu tempo de assentamento reduzido, estabilizando o sistema em cerca de 1s.

4.4 Estudo Comparativo Entre o Sistema Máquina Contra Barramento Infinito Com e Sem a Utilização do Estabilizador de Sistemas de Potência

Para a análise comparativa do modelo estudado, com foco na influência da utilização do PSS nas respostas da oscilação forçada e estudos de estabilidade, foi feita a comparação das respostas dos sistemas, [Figura 23](#) e [Figura 27](#), frente a modelagem matemática das oscilações forçadas. Para assim, observar qual a diferença na aplicação do PSS. O resultado dessa comparação está representado pela [Figura 30](#).

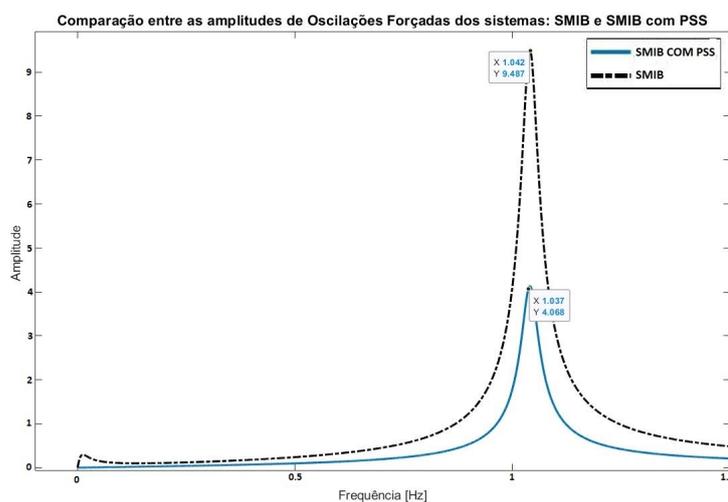


Figura 30 – Comparação das oscilações forçadas entre o SMIB e SMIB com PSS
Fonte: Os Autores.

Através do resultado encontrado, [Figura 30](#), que é a comparação da amplitude da oscilação forçada entre os sistemas, observa-se que a frequência de máxima amplitude (1,04 Hz) permanece a mesma para os sistemas em análise. Sendo que, o sistema que possui o equipamento PSS reduziu em 57,14% a amplitude da oscilação forçada. Este fato é interessante, uma vez que o PSS não possui a função de mitigar a amplitude da oscilação forçada, mas sim a da oscilação natural. Além disso, verificou-se que no sistema que utiliza-se do PSS, a amplitude da frequência de 0,0121 Hz foi extinta.

Da mesma forma da análise comparativa entre a modelagem matemática dos sistemas, foi feito a comparação das respostas da variação do ângulo do rotor, do sistema com a utilização do PSS e do sistema sem a utilização do PSS, obtidos através do diagrama de blocos dos modelos linearizados, representado pelas figuras [Figura 24](#) e [Figura 28](#). Com essa análise será possível observar a influência do PSS no estudo de oscilações forçadas e suas influências na estabilidade do sistema. O resultado dessa comparação está representada na [Figura 31](#).

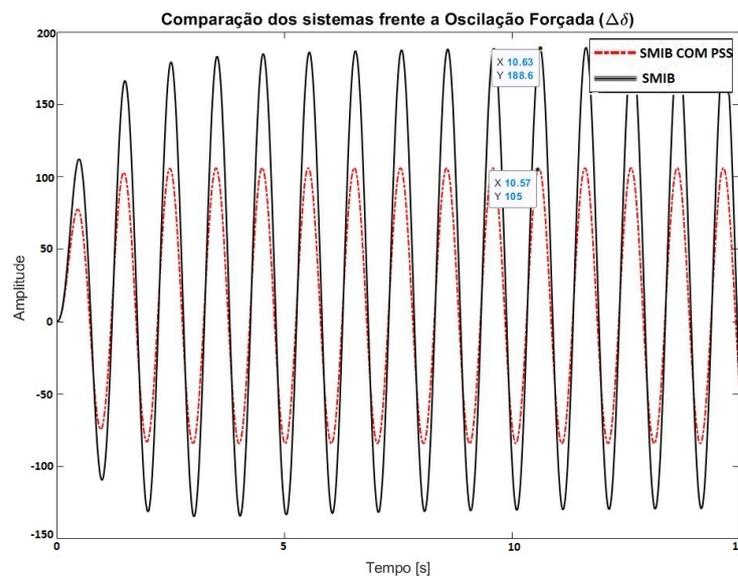


Figura 31 – Comparação da resposta ângulo do rotor frente a utilização do PSS
Fonte: Os Autores.

Comparando-se a variação do ângulo do rotor entre os sistemas, mostrado na [Figura 31](#), observa-se que houve a redução da resposta natural do sistema no caso que utiliza o PSS, estabilizando o sistema mais rapidamente. Este resultado já era esperado, uma vez que o PSS é projetado para reduzir a influência das oscilações naturais no sistema..

A variação do ângulo do rotor no sistema que utiliza-se do PSS possuiu uma redução de **44,4%**, comprovando que o equipamento PSS atua na maneira que foi projetado, reduzindo a variação do ângulo do rotor.

Após implementada o equacionamento no *Matlab*, o resultado da comparação entre a potência dos sistemas estudados em relação ao ponto de operação quando sujeitos a uma oscilação forçada em 1,04 Hz é representado pela [Figura 32](#).

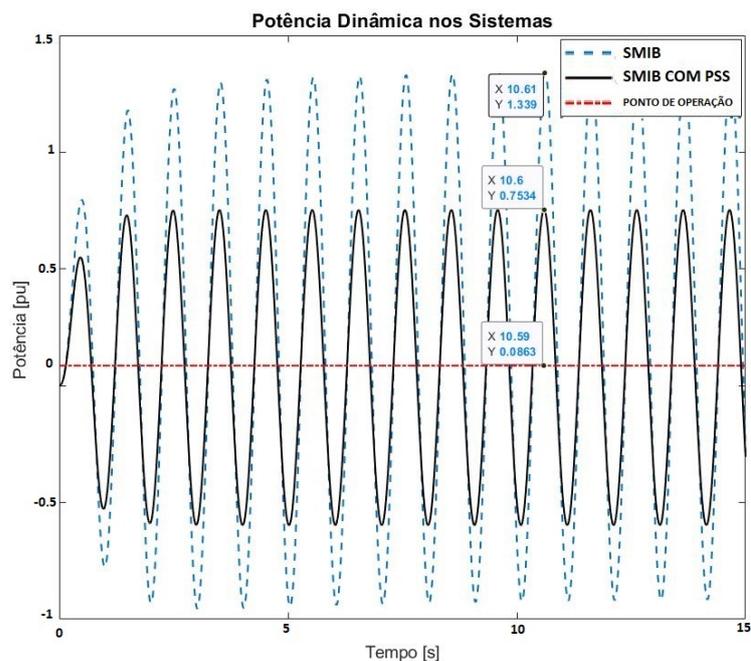


Figura 32 – Fluxo de potência dos sistemas após a ocorrência da oscilação forçada em **1,04 Hz**
 Fonte: Os Autores.

Pode-se observar que os efeitos da oscilação forçada no fluxo de potência é grande. Esta análise apresenta a diferença resultante na amplitude da oscilação do fluxo de potência quando o sistema possui, ou não, o PSS. O sistema com PSS conseguiu reduzir em 43,7% o valor da amplitude.

5 ANÁLISE DAS OSCILAÇÕES FORÇADAS EM UM SISTEMA MULTIMÁQUINAS COM GERAÇÃO EÓLICA

Para se realizar a análise das oscilações forçadas no sistema multimáquina com geração eólica, foi utilizado o modelo do IEEE 14 barras. Este sistema está representado na [Figura 33](#). Este sistema conta com 4 geradores síncronos, com seus respectivos reguladores de tensão e PSS, e 1 gerador eólico conectado ao barramento 1. Este sistema foi implementado na *toolbox* PSAT e os parâmetros podem ser consultados nas referências ([BARBOSA, 2018](#)) e ([LEITES, 2010](#))

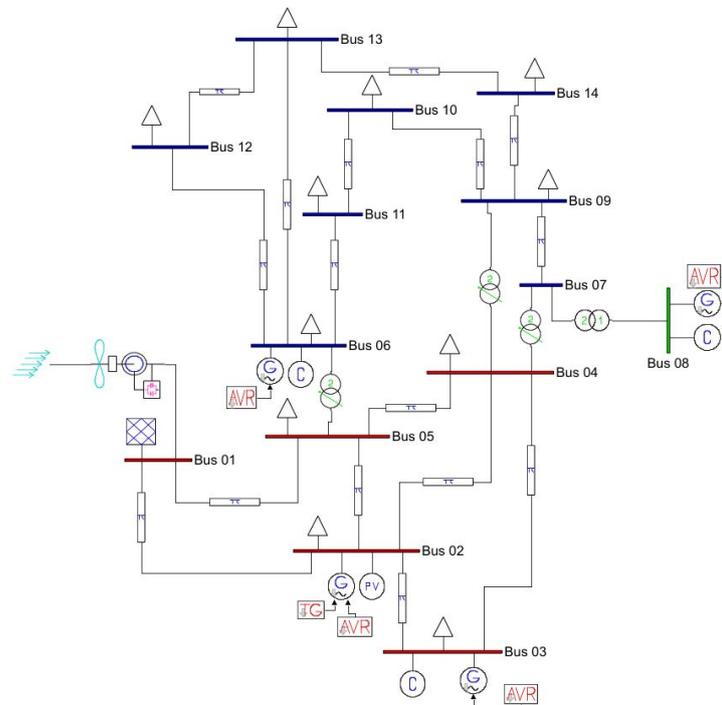


Figura 33 – Sistema IEEE 14 barras com geração eólica
Fonte: Os Autores.

A [Tabela 5](#) apresenta as condições nominais de operação de tensão e potência dos geradores utilizados. A frequência geral do sistema implementado é de 60 Hz e o gerador eólico escolhido para a simulação foi o gerador de indução duplamente alimentado.

Tabela 5 – Condição nominal de tensão e potência dos geradores do sistema IEEE 14 barras

Máquina	Barramento	Tensão (kV)	Potência (MVA)
Gerador Eólico	1	69	600
Gerador Sincrono 1	2	69	60
Gerador Sincrono 2	3	69	60
Gerador Sincrono 3	8	13.8	25
Gerador Sincrono 4	6	18	25

Fonte: Os Autores

Como é necessário a modelagem do vento para uma frequência específica, o gerador eólico de gaiola de esquilo (GIGE) não pode ser escolhido. Além disso, a análise de pequenos sinais necessita do modelo linearizado do sistema elétrico e, por este motivo, não foi possível utilizar o gerador eólico síncrono, pois o PSAT não fornecia o seu modelo.

Para inserir o sinal forçado no gerador eólico, necessitou-se modelar a velocidade do vento ao qual o gerador estava submetido. Esta modelagem é feita variando a velocidade do vento de forma senoidal na frequência de maior amplitude de oscilação forçada.

Segundo a teoria de oscilações forçadas, uma das características é que o sinal forçante possua a mesma frequência da oscilação natural do sistema. A [Tabela 6](#) apresenta as frequências naturais no sistema analisado.

Tabela 6 – Frequências naturais do sistema IEEE 14 barras com geração eólica

2,0975	1,8503	1,7052
0,8333	2,3738	0,5060
0,2994	0,2309	0,1508

Fonte: Os Autores

Utilizando do mesmo princípio de cálculo da amplitude de oscilação forçada utilizado no Capítulo 4, encontrou-se as frequências de interesse para análise deste tipo de oscilação. Como neste caso existem 5 máquinas no sistema, observou-se a frequência de amplitude máxima da oscilação forçada para o ângulo do rotor de cada máquina síncrona. Os resultados apresentados da [Figura 34](#) até [Figura 37](#) apresentam estas amplitudes das oscilações.

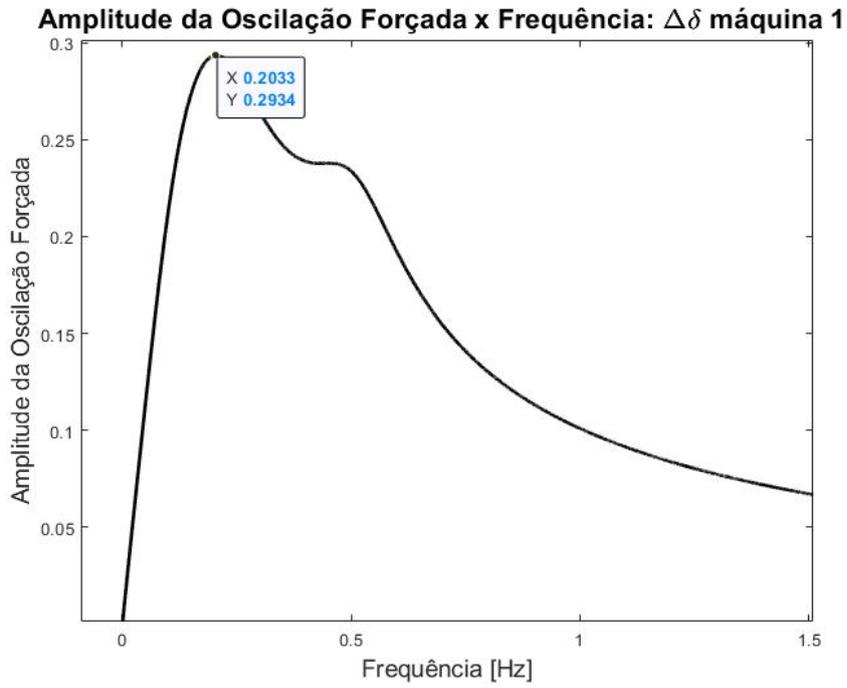


Figura 34 – Amplitude da oscilação forçada no ângulo do rotor da máquina 1
 Fonte: Os Autores.

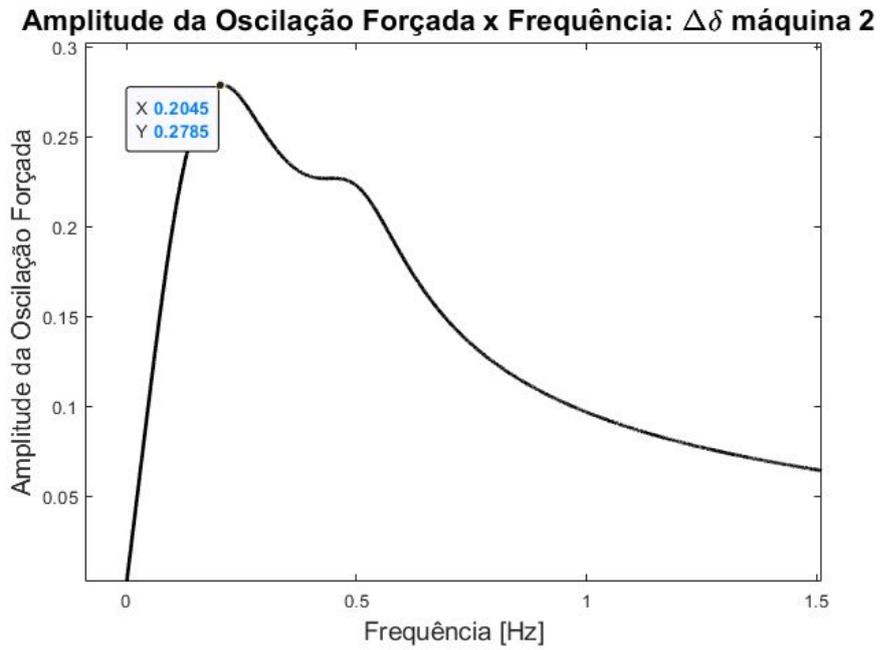


Figura 35 – Amplitude da oscilação forçada no ângulo do rotor da máquina 2
 Fonte: Os Autores.

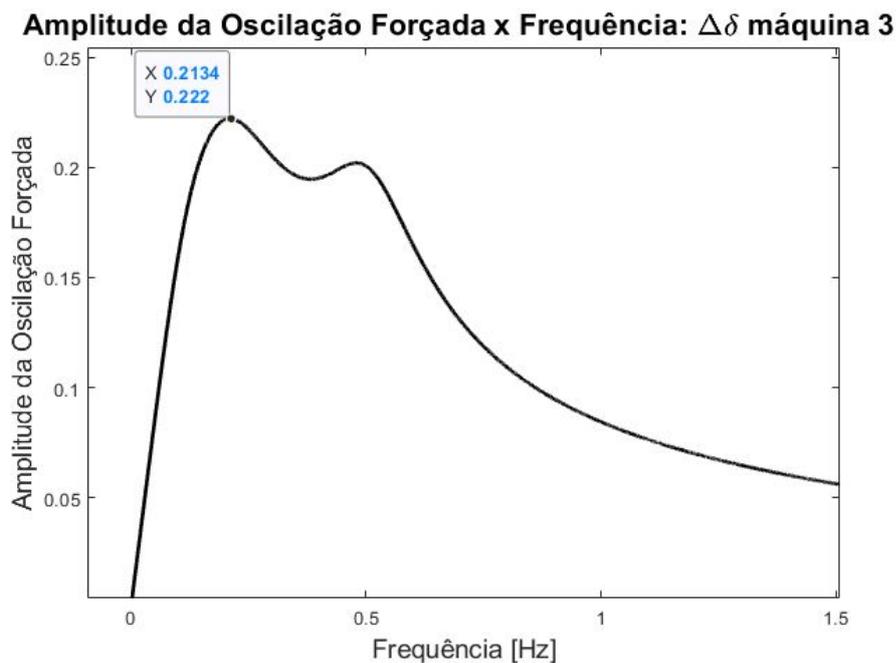


Figura 36 – Amplitude da oscilação forçada no ângulo do rotor da máquina 3
Fonte: Os Autores.

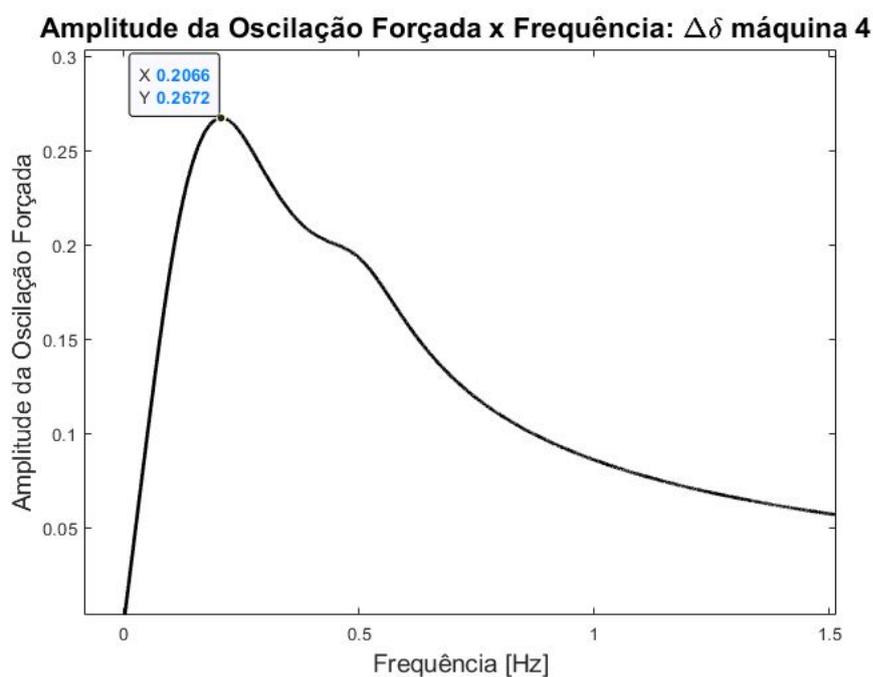


Figura 37 – Amplitude da oscilação forçada no ângulo do rotor da máquina 4
Fonte: Os Autores.

Pode-se observar que o ângulo do rotor de cada gerador síncrono responde de maneira diferenciada às oscilações forçadas. Entretanto, a frequência de maior amplitude é a mesma e se encontra em 0,21 Hz. Como o gerador eólico utilizado não é síncrono, não foi analisado o ângulo do rotor como parâmetro de estudo das oscilações forçadas neste gerador.

Conforme apresentado pela Tabela 6, o sistema possui frequências naturais em torno de 0,21 Hz. Além disso, percebeu-se que as máquinas possuem uma resposta a oscilação forçada, em menor magnitude,

na frequência de 0,5 Hz e o sistema também possui esta frequência natural. Cada gerador obteve a sua própria resposta a oscilação forçada. Isto mostra que cada gerador deve possuir um estudo de mitigação e malha de controle a parte para a extinguir estas oscilações.

Para a verificação da resposta do sistema frente a um sinal forçante de frequência 0,2 Hz, foi realizado 3 casos de simulação. O primeiro caso foi inserido o vento com frequência igual a 0,2 Hz no gerador eólico. Para o segundo caso, foi inserido um vento de frequência 2 Hz. A comparação destes 2 casos mostra a influência nas variáveis de interesse da oscilação forçada, como o ângulo do rotor dos geradores.

Para uma análise com uma modelagem de vento mais realística, foi realizado no caso 3 com o vento possuindo a portadora do sinal forçante e mais ruído.

5.1 Caso 1

Primeiramente, foi modelado um sinal senoidal na frequência de 0,2 Hz para ser inserido como a velocidade do vento. A [Figura 38a](#) apresenta o sinal que foi simulado como a velocidade do vento no gerador eólico. Para verificar se a frequência do sinal está correta, foi realizado uma análise de espectro. O resultado desta análise é a componente de frequência deste sinal em 0,2 Hz. Esta análise está representada pela [Figura 38b](#).

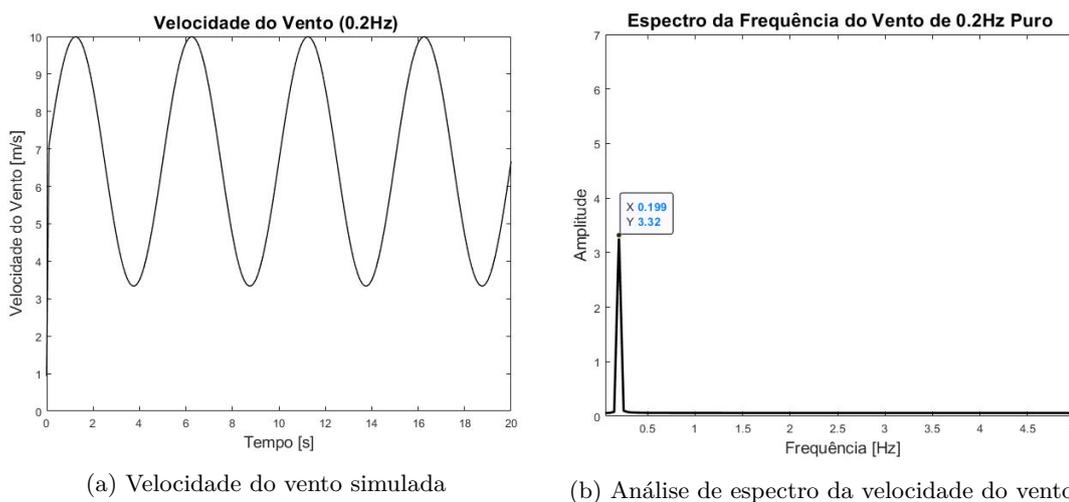


Figura 38 – Sinal senoidal que foi utilizado para simular o vento com frequência de 0,2 Hz

Realizando-se a análise dinâmica do sistema, observou-se que o ângulo do rotor sofre oscilações em regime permanente ocasionadas pela oscilação forçada provenientes da variação do vento. Como os geradores possuem reguladores de tensão e PSS, estas oscilações foram amortecidas. Entretanto, nenhuma oscilação foi mitigada por completo e isto pode causar perdas no sistema e possíveis retiradas de operação. Os resultados obtidos estão apresentados da [Figura 39](#) até [Figura 42](#).

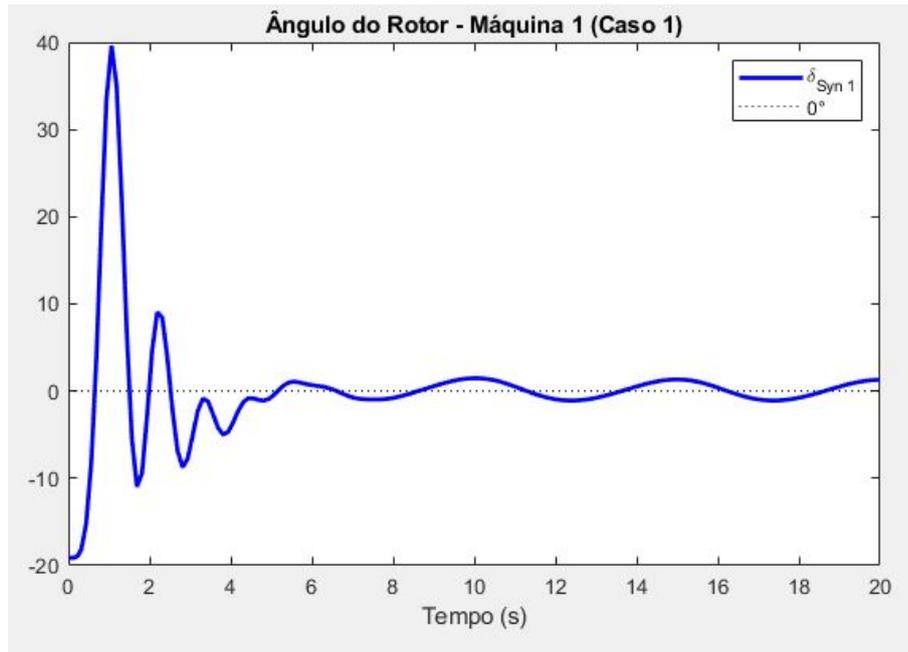


Figura 39 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 1 para o caso 1
 Fonte: Os Autores.

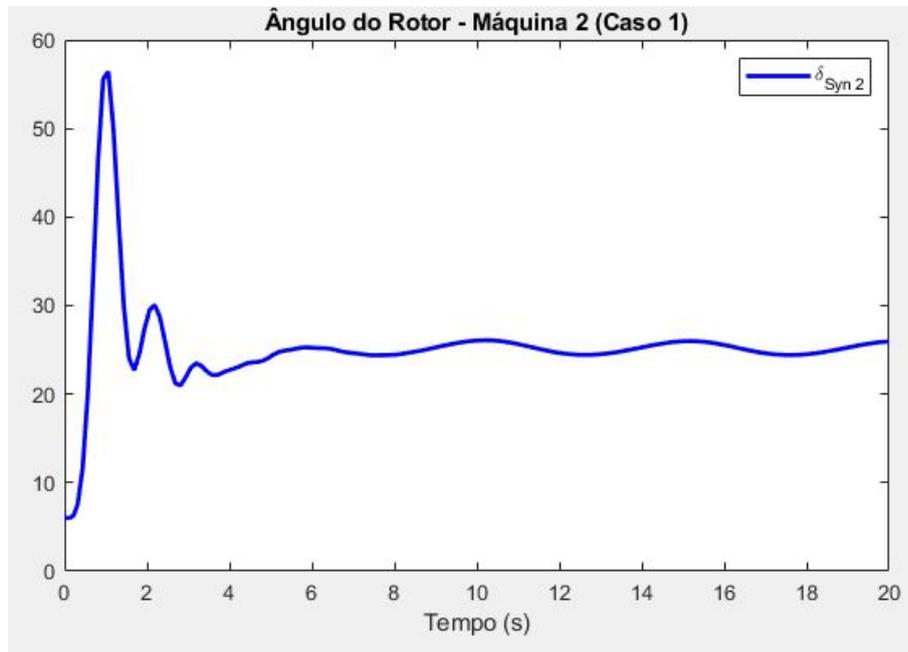


Figura 40 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 2 para o caso 1
 Fonte: Os Autores.

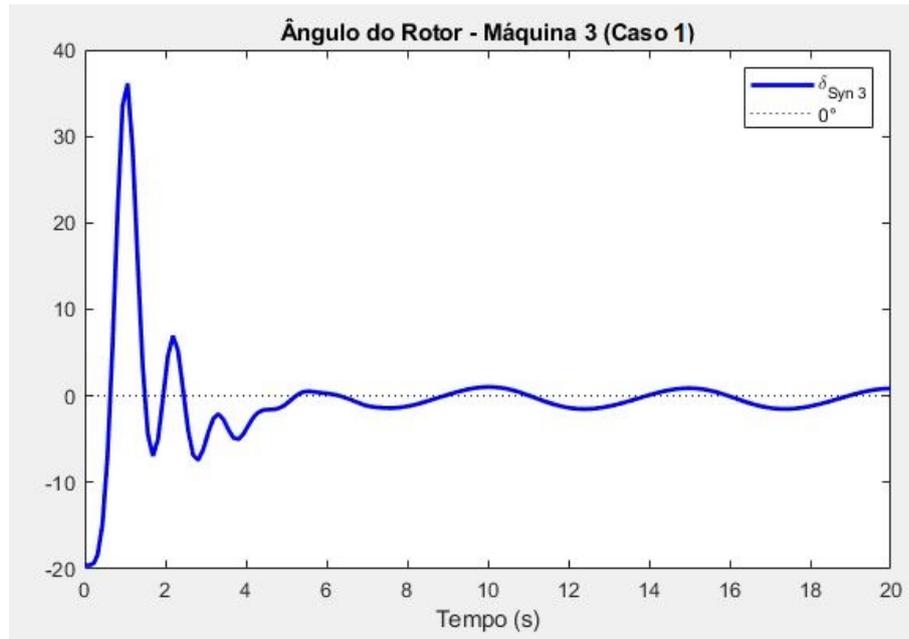


Figura 41 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 3 para o caso 1
 Fonte: Os Autores.

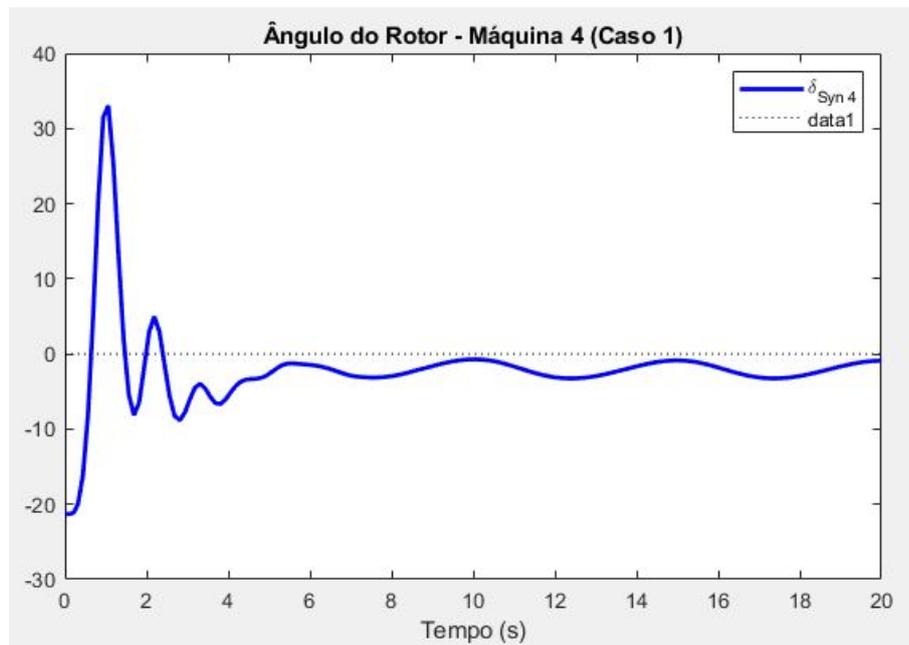


Figura 42 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 4 para o caso 1
 Fonte: Os Autores.

Observou-se que o sistema amorteceu a repentina subida de velocidade do vento. Algo esperado, pois o sistema possui equipamentos de controle para este tipo de perturbação. Quando o sistema entrou em regime permanente, as oscilações forçadas ficaram visíveis. Mesmo o sistema sendo estável e amortecido em condições normais, as oscilações forçadas se mostraram presentes e não foram mitigadas pelos estabilizadores, porém a presença destes equipamentos reduzem a amplitude destas oscilações.

5.2 Caso 2

A modelagem da velocidade do vento para o caso 2 seguiu a mesma teoria da apresentada no caso 1. Entretanto, a frequência do vento inserido foi de 2 Hz para se analisar a resposta do sistema frente à uma componente que não apresenta amplitude significativa de oscilações forçadas. Observa-se o vento inserido no gerador para a simulação dinâmica pela [Figura 43a](#). Por motivos de número de pontos do vetor vento e modelagem interna do PSAT, o vento simulado, neste caso, não é uma senóide pura. Entretanto, é possível verificar através de uma análise de espectro que a componente deste sinal é de 2 Hz. Esta análise está representada pela [Figura 43b](#).

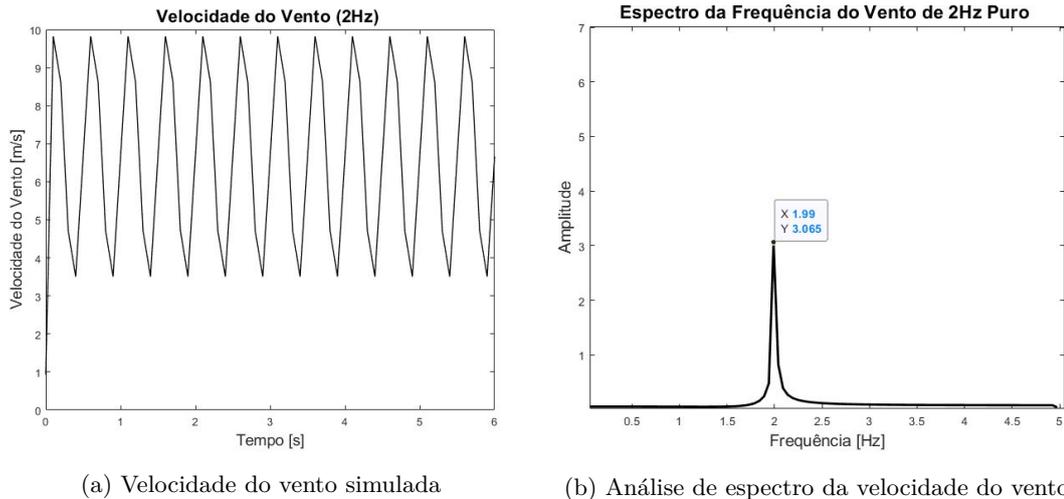


Figura 43 – Sinal senoidal que foi utilizado para simular o vento com frequência de 2 Hz

Aplicando-se este sinal como vento no gerador eólico do sistema analisado, pode-se extrair a simulação dinâmica dos geradores envolvidos. Os resultados, apresentados da [Figura 44](#) até [Figura 47](#), mostram que o sistema amorteceu o aumento repentido do vento, se mantendo em sincronismo, e não possui oscilações em regime permanente.

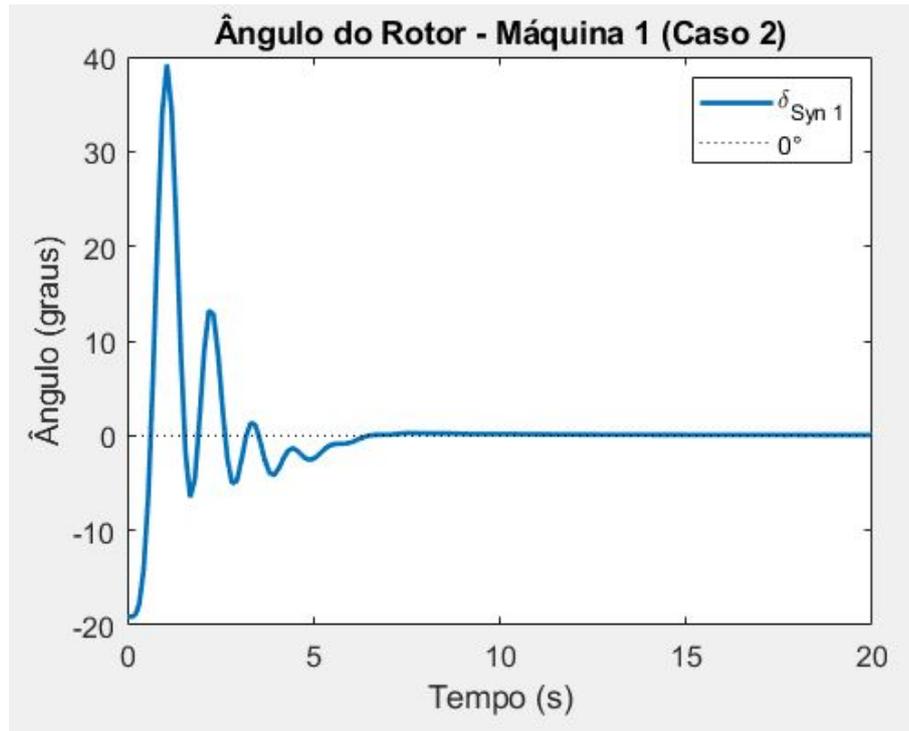


Figura 44 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 1 para o caso 2
 Fonte: Os Autores.

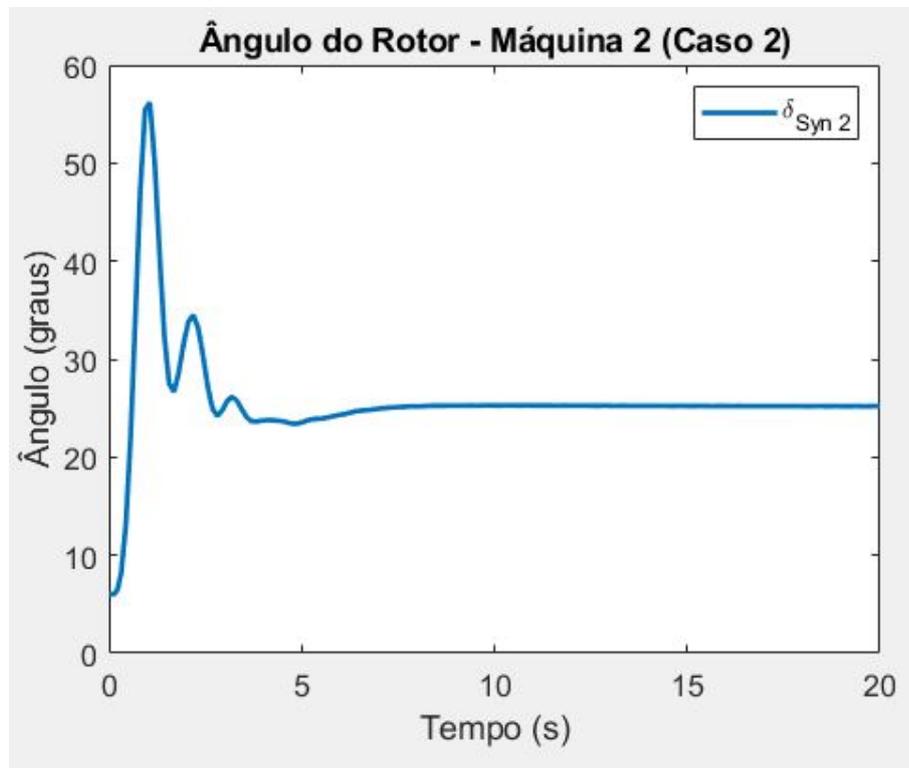


Figura 45 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 2 para o caso 2
 Fonte: Os Autores.

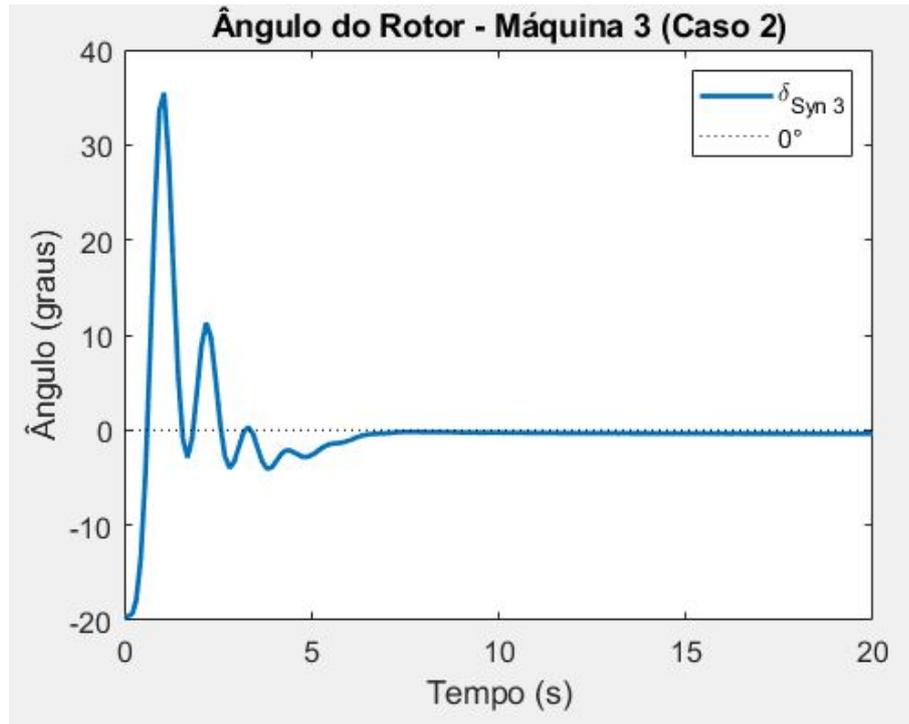


Figura 46 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 3 para o caso 2
Fonte: Os Autores.

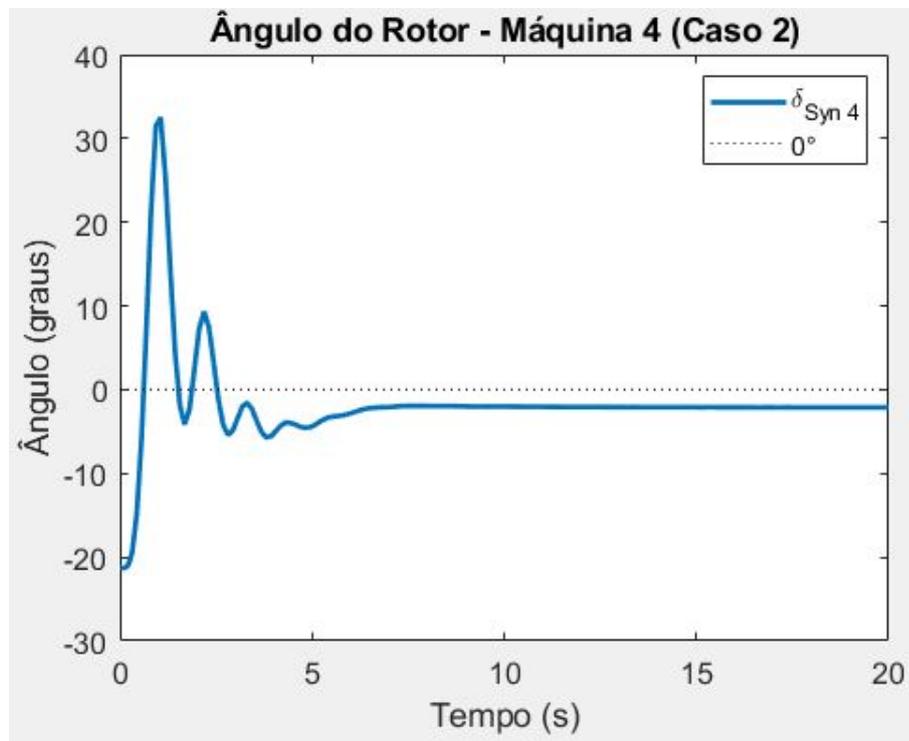


Figura 47 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 4 para o caso 2
Fonte: Os Autores.

Similarmente ao caso 1, o sistema conseguiu amortecer a oscilação natural causada pela repentino aumento da velocidade do vento. Isso se deve aos efeitos dos estabilizadores, visto que são projetados para este tipo de situação.

Pode-se observar que em nenhuma das máquinas síncronas do sistema ocorreu oscilações em regime permanente, mesmo a variação da velocidade do vento estando inserida em todo tempo da simulação. Isto ocorre devido a componente de frequência inserida no vento não possuir uma amplitude de oscilação forçada expressiva.

5.3 Caso 3

Para a análise do caso 3 foi realizado uma composição de sinais diferentes para o vento. Foi escolhido um sinal senoidal de frequência 0,2 Hz com amplitude de 150, um sinal senoidal de frequência 2 Hz com amplitude de 75 e um sinal randômico com amplitude de 40.

Esta composição de sinais resulta em um sinal para a velocidade do vento com diversas componentes e imprevisibilidade, simulando um caso mais próximo ao comportamento real do vento. A [Figura 48](#) apresenta o sinal inserido como velocidade do vento no gerador eólico e a sua análise de espectro.

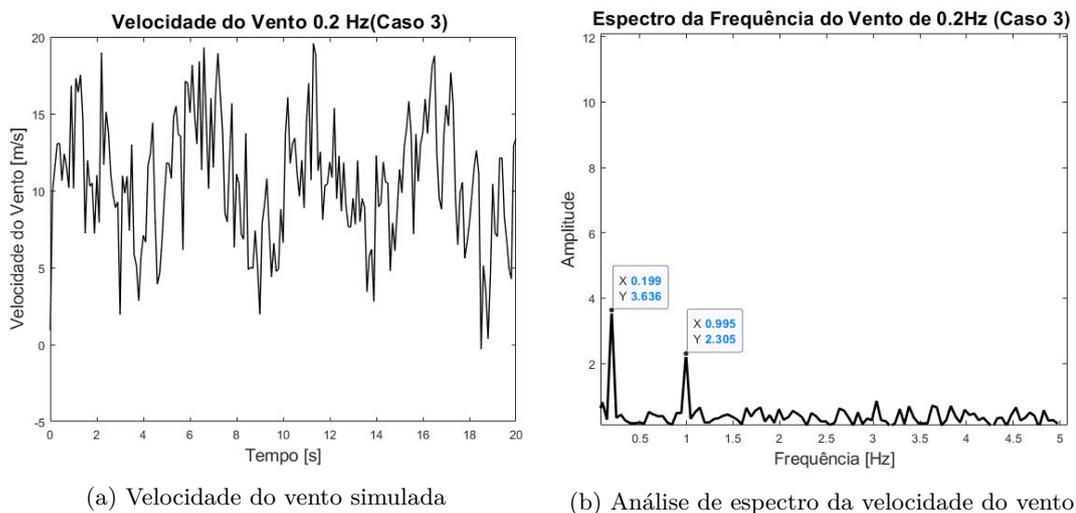


Figura 48 – Sinal senoidal que foi utilizado para simular o vento com características realísticas

Observou-se que as oscilações em regime permanente não foram mitigadas. Isto ocorre pela existência do sinal forçante dentro da velocidade do vento simulada. A [Figura 49](#) apresenta o resultado obtido pela simulação dinâmica.

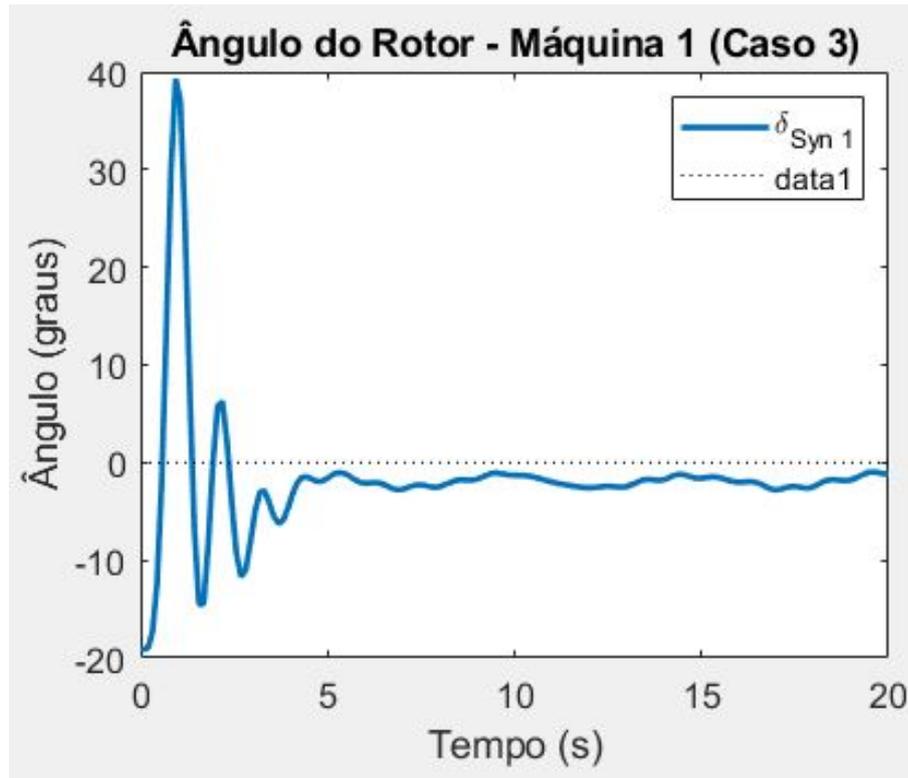


Figura 49 – Resposta dinâmica do ângulo do rotor do gerador 1 para o caso 3
Fonte: Os Autores.

Este resultado mostra como as oscilações forçadas podem adentrar ao sistema e acarretar em oscilações em regime permanente. Mesmo o vento tendo características diferentes de um sinal puramente senoidal, a presença da componente de sinal forçante, na velocidade do vento, resulta nos diversos problemas relacionados a oscilação forçada, como variações no ângulo do rotor das máquinas síncronas do sistema.

Como todos os geradores do sistema possuem estabilizadores, ocorreu a redução do efeito das oscilações forçadas. Porém, estes efeitos não foram excluídos e dependendo da amplitude do sinal forçante, pode acarretar em oscilações mais severas.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

O cenário energético atual do Brasil apresenta uma inclinação grande voltada a geração renovável. Neste contexto, a geração eólica entra como uma das principais fontes de energia a serem comercializadas e reconhecidas. Tendo em vista a alta destes geradores no sistema, principalmente na região nordeste, se faz necessário estudos da segurança de suas conexões.

O presente trabalho realizou a análise das oscilações forçadas em sistemas elétricos de potência, através dos sistemas SMIB e IEEE 14 barras. Para isto, foi utilizado a *toolbox* PSAT. Após a implementação da modelagem matemática das oscilações forçadas computacionalmente, foi possível verificar a variação das saídas de interesse dos geradores frente as oscilações forçadas presente no sistema elétrico. Utilizou-se do *Simulink* para implementar o diagrama de blocos linearizado do sistema SMIB e verificar sua resposta a diversos sinais forçantes inseridos no sistema.

Para a análise do sistema com usinas eólicas, IEEE 14 barras, foi executada a modelagem dinâmica através do PSAT. Neste caso, atribuiu-se ao vento do gerador eólico o sinal forçante para estudar a resposta do sistema a diferentes frequências de oscilação forçada.

O primeiro sistema analisado no trabalho foi o SMIB. Para isto, utilizou-se do sistema com e sem PSS, para o estudo comparativo entre a diferença que este equipamento produz sobre as oscilações forçadas. O sistema sem o equipamento resultou em oscilações de maiores amplitudes comparado com o sistema que o possuía. Nos dois casos, a frequência de oscilação forçada máxima foi a mesma e esta frequência se igualou a uma das frequências naturais do sistema. Quanto ao diagrama de blocos, o sistema que possuía o PSS confirmou a ajuda deste equipamento na diminuição das variações no ângulo do rotor, diminuindo não somente a resposta a natural, mas também a resposta forçada.

O segundo sistema analisado foi o IEEE 14 barras com a presença da usina eólica no barramento 1. Sendo que através da análise dinâmica, realizada pelo PSAT, concluiu-se que mesmo o sistema sendo fortemente amortecido, as oscilações forçadas em frequência de amplitude máxima causam oscilações, no ângulo do rotor, em regime permanente nas máquinas geradoras. Observou-se que o gráfico da amplitude máxima das oscilações forçadas no ângulo do rotor, de cada máquina, possui a frequência relativamente próxima ou igual a frequência crítica das outras máquinas do sistema. Utilizando-se de distúrbios no sinal forçante para simular o vento com características mais próximas da realidade, verificou-se que as variações em regime permanente não foram mitigadas e que, mesmo o sinal forçante estando em conjunto com outros sinais em outras frequências, não extingue seus efeitos.

É esperado que este trabalho sirva como base para novos estudos na área de oscilações forçadas e estabilidade a pequenos sinais, tanto na área acadêmica quanto para profissionais de segurança energética.

A seguir é listado algumas sugestões para trabalhos futuros:

- Estudo de projetos de PSS para mitigação de oscilações naturais e forçadas;
- Estudo das oscilações forçadas provenientes de outros tipos de fontes de energia;
- Estudo das influências da oscilação forçada em outras variáveis de interesse do sistema;
- Quantificação dos problemas das oscilações forçadas na tensão dos barramentos do sistema elétrico.

REFERÊNCIAS

- ANDERSON, P. M.; FOUAD, A. A. *Power System Control and Stability*. [S.l.]: IEEE Press, 2002. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 30.
- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. [S.l.], 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 09 out. 2018. Citado na página 16.
- ANEEL. *Banco de Informações de Geração*. [S.l.], 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 21 fev. 2019. Citado na página 17.
- BARBOSA, R. D. *Análise de Sensibilidade de Metodologias para Monitoramento da Segurança do Sistema Elétrico Quanto À Estabilidade de Tensão*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2018. Citado na página 56.
- BOMFIM, A. L. B. do. *Ajuste Coordenado de Estabilizadores de Sistema de Potência Usando Algoritmos Genéticos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <<http://pee.ufrj.br/teses/textocompleto/2000037001.pdf>>. Acesso em: 27 mai. 2019. Citado na página 37.
- BRITO, A. L. de. *Ampliação e Melhoria na Subestação PICI II - CHESF pela Implementação do 4º Transformador de Potência 100MVA 230kV 69kV*. Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Ceará, 2013. Citado na página 34.
- CALDEIRA, N. da S. *Aplicação de Estabilizadores de Sistemas de Potência em Reguladores de Velocidade e Turbinas*. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, 2009. Citado na página 36.
- CAMELO, H. et al. Análise estatística da velocidade de vento do estado do ceará. *Tecnol*, v. 29, n. 2, p. 211–223, 2008. Citado na página 18.
- CHAPMAN, S. J. *Electric machinery fundamentals*. [S.l.]: 5TH ed New York: McGraw-Hill, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 34.
- DULAU, M.; BICA, D. Design of robust control for single machine infinite bus system. *Procedia Technology (Elsevier)*, n. 19, p. 657–664, 2015. Citado na página 45.
- EL-SHIMY, M. *Dynamic Security of Interconnected Electric Power Systems - Volume 2*. [S.l.]: LAMBERT Academic Publishing, 2015. Citado na página 44.
- ELETROBRÁS CEPEL. *Energia Eólica: Princípios e tecnologias*. Rio de Janeiro, 2008. 51 p. Citado na página 16.
- EPE. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017*. [S.l.], 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuario2017vf.pdf>>. Acesso em: 09 out. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 17.
- FERNANDES, T. C. da C. *Aplicação de Técnicas de Estimção Modal para Análise de Estabilidade a Pequenas Perturbações de Sistemas de Distribuição com Geração Distribuída*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 25.
- FIERN. *Empresa indiana vence leilão de linhas de transmissão de energia no RN*. 2018. Empresa indiana vence leilão de linhas de transmissão de energia no RN. Disponível em: <<https://www.fern.org.br/empresa-indiana-vence-leilao-de-linhas-de-transmissao-de-energia-no-rn/>>. Acesso em: 20 março 2019. Citado na página 35.
- FILHA, B. G. da S. *Sintonia Robusta de Estabilizadores de Sistema de Potência para Controle de Pequenas Perturbações*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal da Bahia, Salvador, Bahia, 2017. Disponível em: <<http://www.ppgee.eng.ufba.br/teses/b338e7b860199ca0cdc87dc96963f339.pdf>>. Acesso em: 27 mai. 2019. Citado na página 36.

- FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C. *Máquinas Elétricas*. [S.l.]: Mc Grall Hill Education, 2014. Citado na página 31.
- FOLLUM, J.; PIERRE, J.; MARTIN, R. Simultaneous estimation of electromechanical modes and forced oscillations. *IEEE Trans*, v. 32, n. 5, p. 3958–3967, 2017. Citado na página 19.
- GHORBANIPARVAR, M. Survey on forced oscillations in power system. *MPCE*, v. 5, n. 5, p. 671 – 672, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.
- GRANDO, F. et al. Sistema de aquisição de dados para aquecedores solares. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 8, n. 1, p. 34–41, 2017. Citado na página 19.
- JU, P. et al. General forced oscillations in a real power grid integrated with large scale wind power. *Energies*, v. 9, n. 525, 2016. Citado 4 vezes nas páginas 18, 19, 38 e 46.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. [S.l.]: EPRI, 1993. Citado 15 vezes nas páginas 20, 22, 23, 24, 25, 33, 36, 44, 46, 47, 48, 50, 52, 73 e 80.
- KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability. *IEE Trans*, v. 19, n. 2, p. 1387–1401, 2004. Citado na página 23.
- LEITES, R. A. da C. *Processamento de Medidas Fasoriais de Tensão e Corrente na Estimação de Estados em Sistemas de Potência*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2010. Citado na página 56.
- LOPES, B. I. L. *Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência no Horizonte de Curto e Longo Prazos*. Tese (Doutorado) — Pós-Graduação em Engenharia, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, Minas Gerais, 2004. Disponível em: <<https://saturno.unifei.edu.br/bim/0031004.pdf>>. Acesso em: 24 mar. 2019. Citado na página 22.
- MARQUES, J. *Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e do Gerador de Indução com dupla alimentação*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- MASIERO, A. C. C.; GURSKI Érico; CASTRO, J. V. A. *Estudo de Estabilidade Transitória em Sistema Elétricos de Potência Utilizando Métodos Energéticos*. Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2016. Citado na página 23.
- MAYER, C. D. *Matrix Analysis and Applied Linear Algebra*. [S.l.]: SIAM, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 73.
- MENEZES, V. P. de. *Linhas de Transmissão de Energia Elétrica Aspectos Técnicos, Orçamentários e Construtivos*. Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015. Citado na página 35.
- MILANO, F. *Documentation for PSAT version 2.1.6*. [S.l.], 2011. Citado na página 75.
- MILANO, F. *Página Inicial*. [S.l.], 2019. Disponível em: <<http://faraday1.ucd.ie/psat.html>>. Acesso em: 28 mai. 2019. Citado na página 74.
- MIYAMOTO, R. K. *Conexão à rede elétrica de um gerador de indução com rotor gaiola de esquilo acoplado a um volante inercial*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, 2017. Citado na página 32.
- MONTEIRO, T. C. *Proposta de Modelo e Método para determinação dos Parâmetros de Transformadores Operando em Saturação*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, 2011. Citado na página 35.
- MOTA, D. dos S. *Técnicas de Ajuste de Estabilizadores de Sistemas de Potência*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, 2010. Citado na página 36.
- NAZARENO, I. S. *Mecanismo de Instabilidade Devido a Grandes Perturbações em Sistemas Elétricos de Potência Modelados por Equações Algébrico-Diferenciais*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, São Carlos, São Paulo, 2009. Citado na página 45.

- NOGUEIRA, D. da S.; ALVES, D. P. *Transformador de Potência - Teoria e Aplicação Tópicos Essenciais*. Dissertação (Graduação em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009. Citado na página 34.
- OLIVEIRA, J. dos S. *A Decomposição em Valores Singulares: Teoria e aplicações*. Dissertação (Especialização em Matemática) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2016. Citado na página 73.
- ONS. *Boletim Mensal de Geração Eólica*. [S.l.], 2018. Disponível em: <http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica_ago_2018.pdf>. Acesso em: 09 out. 2018. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 18.
- ONS. *Energia Agora*. 2018. Carga e Geração. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/energia-agora/carga-e-geracao>>. Acesso em: 03 out 2018. Citado na página 17.
- PARENTE, D. P. *Análise da Estabilidade e Sistemas Elétricos de Potência Usando Modelos Genéricos de Fontes Eólicas e Solar Fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Ceará, 2018. Citado 4 vezes nas páginas 31, 32, 34 e 35.
- PERES, L. M. *Estudos do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos de Produtores Independentes em Sistemas de Geração Distribuída via ATPDraw*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Uberlândia, 2013. Citado na página 27.
- PSAT. *Power System Analysis Toolbox*. Dissertação — Versão: 2.1.10, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 76, 78 e 79.
- RAMOS, R. A. *Procedimento de Projeto de Controladores Robustos Para o Arnotecimento de Oscilações Eletromecânicas em Sistemas de Potência*. Dissertação (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, 2002. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 36.
- RAMOS, R. A.; ALBERTO, L. F. C.; BRETAS, N. G. *Modelagem de Máquinas Síncronas Aplicada ao Estudo de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência*. [S.l.]: EESC/SEL, 2000. Citado 4 vezes nas páginas 26, 27, 28 e 29.
- RODRIGUES, C. R. *Utilização da Modelagem Politópica Para a Avaliação da Margem de Estabilidade a Pequenas Perturbações em Sistemas de Potência*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, 2007. Citado na página 36.
- SARMADI, S. A. N.; VENKATASUBRAMANIAN, V. Inter-area resonance in power systems from forced oscillations. *IEEE Trans*, v. 31, n. 1, p. 378 – 386, 2016. Citado na página 38.
- SILVA, A. J. dos Santos da. *Modelagem Matemática de um Sistema de Distribuição Primário de Energia Elétrica em Média Tensão do Município de Ijuí*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, 2017. Citado na página 36.
- SOHN, A. P. *Estudos de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência na Presença de Diferentes Modelos de Unidades Eólicas*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de São Paulo, 2014. Citado 3 vezes nas páginas 31, 32 e 33.
- YE, H. et al. Analysis and detection of forced oscillations in power systems. *IEEE Trans*, v. 32, n. 2, p. 1149–1160, 2017. Citado 9 vezes nas páginas 18, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 46 e 73.

Apêndices

APÊNDICE A – DECOMPOSIÇÃO EM VALORES SINGULARES

Seja a matriz \mathbf{A} representada pela [Equação A.1](#):

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

A matriz \mathbf{A} pode ser representada, conforme apresentado por [Oliveira \(2016\)](#), por sua decomposição em valores singulares como apresenta a [Equação A.2](#). As matrizes Φ e Ψ são denominadas de matrizes de autovetores a esquerda e a direita do matriz \mathbf{A} , respectivamente. A matriz Λ é a matriz diagonal contendo os autovalores da matriz \mathbf{A} .

$$\mathbf{A} = \Phi \Lambda \Psi \quad (\text{A.2})$$

Segundo [Kundur \(1993\)](#) a matriz Φ é o inverso da matriz Ψ , afirmação representada pela [Equação A.3](#), e estas matrizes estão dispostas pelas equações [Equação A.4](#) e [Equação A.5](#).

$$\Phi = \Psi^{-1} \quad (\text{A.3})$$

$$\Phi = \begin{bmatrix} \Phi_1 & \Phi_2 & \Phi_3 & \dots \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

$$\Psi = \begin{bmatrix} \Psi_1 \\ \Psi_2 \\ \Psi_3 \\ \vdots \end{bmatrix} \quad (\text{A.5})$$

A matriz Λ ilustrada pela [Equação A.6](#), como afirma [Mayer \(2000\)](#).

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & * & * & * \\ * & \lambda_2 & * & * \\ * & * & \lambda_3 & * \\ * & * & * & \lambda_4 \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

Além disso, esta ferramenta matemática é utilizada para decompor a matriz de espaço de estados de um sistema elétrico de potência, a fim de se analisar os efeitos de oscilações forçadas no sistema ([YE et al., 2017](#)).

APÊNDICE B – INTRODUÇÃO A TOOLBOX: PSAT

O programa PSAT (*Power System Analysis Toolbox*) é uma *toolbox* do programa MATLAB e foi produzido pelo professor Frederico Milano. O programa realiza diversos tipos de análises, sendo estas análises apresentadas na [Tabela 7](#), e possui uma interface gráfica de fácil aprendizado ([MILANO, 2019](#)).

Tabela 7 – Tipos de análises que o PSAT realiza

Opções de Simulações
Fluxo de Carga
Fluxo de Carga Continuado
Fluxo de Carga Otimizado
Simulação Dinâmica
Análise de Pequenos Sinais

Fonte: Os Autores

Além das simulações, o programa possui conversor de arquivos para o seu modelo (.m e .mdl) e, em sua interface gráfica, é possível visualizar os gráficos das diversas variáveis do sistema de forma rápida e simples. A [Figura 50](#) apresenta a interface gráfica do PSAT. Observa-se nesta figura que as opções de simulação se encontram facilmente acessíveis.

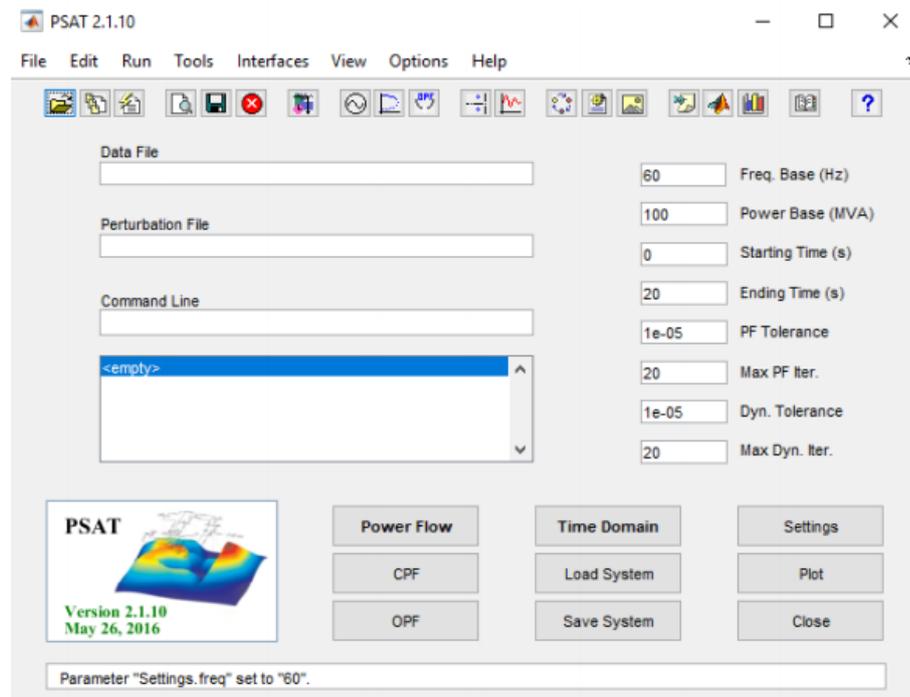


Figura 50 – Interface gráfica do PSAT

Fonte: Os Autores

B.1 Tipos de Análises

B.1.1 Análise de Fluxo de Carga

Para análise do fluxo de carga, é possível escolher pelos métodos de resolução de fluxo de carga: *Newton-Raphson*, desacoplado, *Iwamoto*, *Runge-Juta* e o simples-robusto (MILANO, 2011). A Figura 51 apresenta a interface desta simulação e a Figura 52 o relatório de fluxo de carga que o programa apresenta. Observa-se que, no relatório, a ordem das variáveis de estado é a mesma que a apresentada nas variáveis criadas pelo programa no matlab.

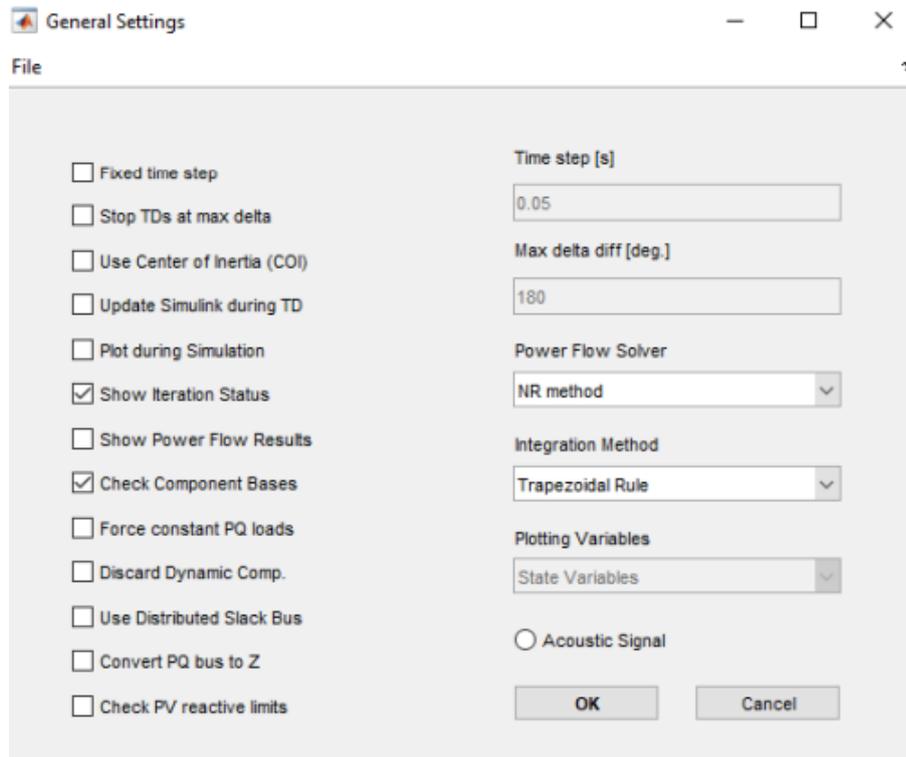


Figura 51 – Interface da simulação de fluxo de carga

Fonte: Os Autores

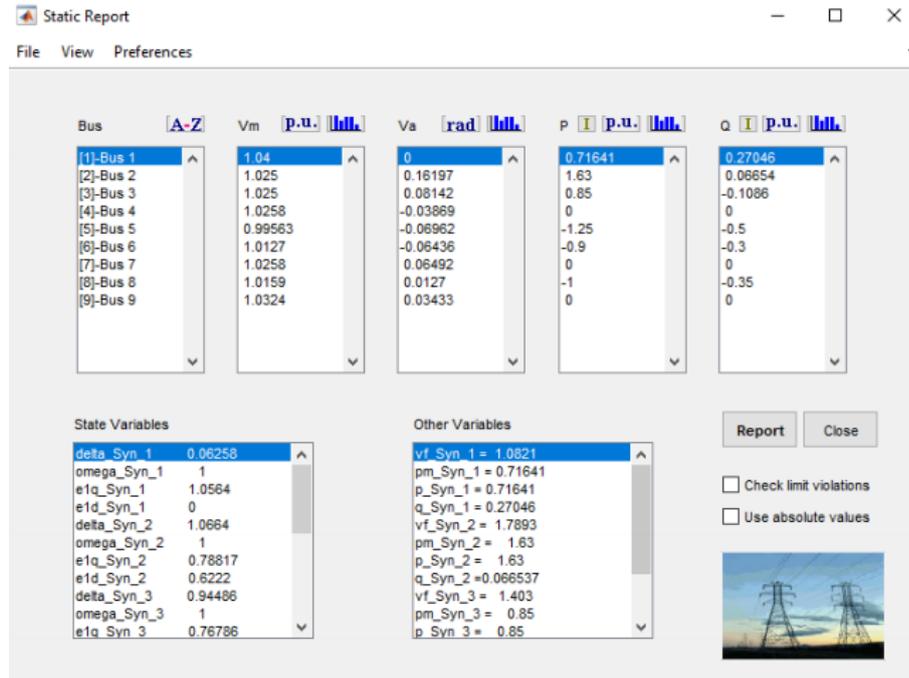
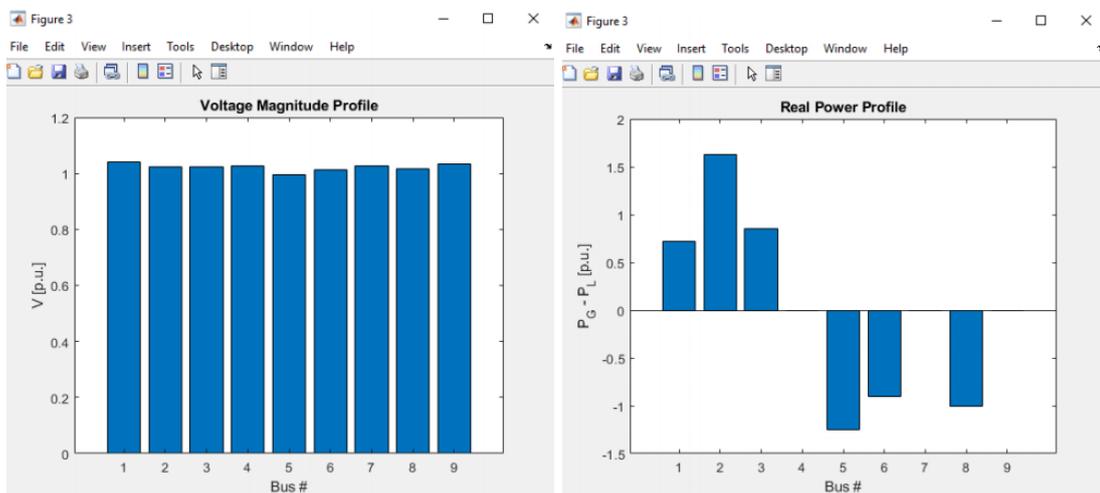


Figura 52 – Relatório de fluxo de carga

Fonte: Os Autores

Além disso, é possível utilizar a interface para a criação de gráficos dos resultados do fluxo de potência. A Figura 53 apresenta alguns dos gráficos possíveis de serem gerados pela toolbox (PSAT, 2016).



(a) Tensão nos barramentos do sistema

(b) Fluxo de potência nos barramentos

Figura 53 – Exemplos de gráficos possíveis de serem gerados na simulação de fluxo de potência

Fonte: Os Autores

É possível também gerar gráficos de cores do sistema. Este tipo de visualização é utilizada para se possuir, em cima da figura do sistema, uma análise dos principais pontos críticos. Este gráfico pode ser gerado utilizando fluxo de potência, tensão, corrente, entre outras variáveis do sistema (PSAT, 2016). A Figura 54 apresenta os 2 tipos possíveis deste gráfico.

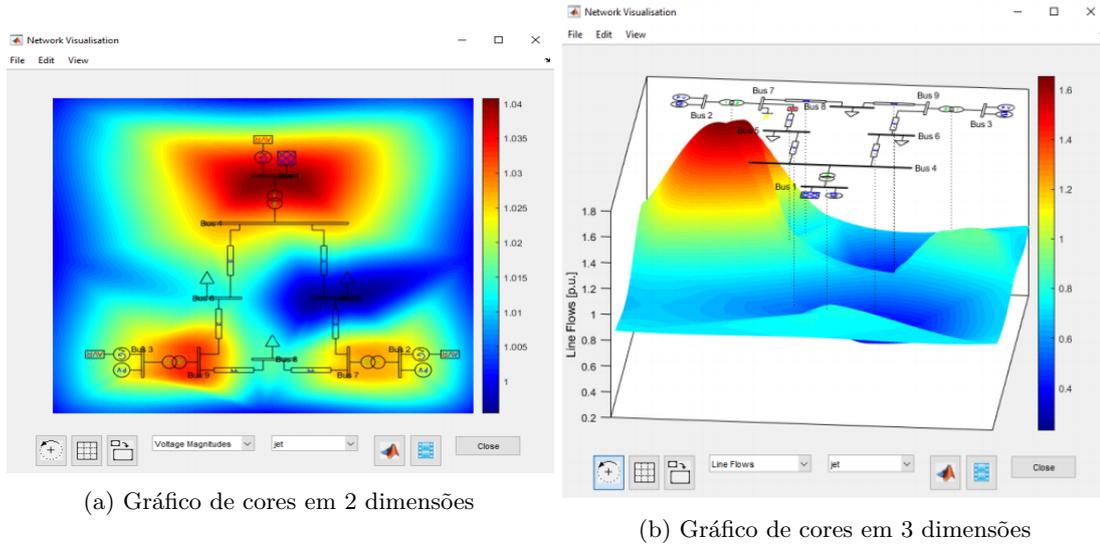


Figura 54 – Exemplos de análise de conexões e divisão por cores do sistema

Fonte: Os Autores

B.1.2 Análise de Fluxo de Carga Continuado

A análise de fluxo de carga continuado é realizada na interface do PSAT. A [Figura 55](#) apresenta as opções possíveis para este tipo de simulação e a [Figura 56](#) apresenta o modelo de resultado que o programa apresenta para a análise de carga continuado. Observa-se, na [Figura 56](#), que apenas selecionando o barramento que você deseja realizar a análise, o programa já apresenta o resultado gráfico.

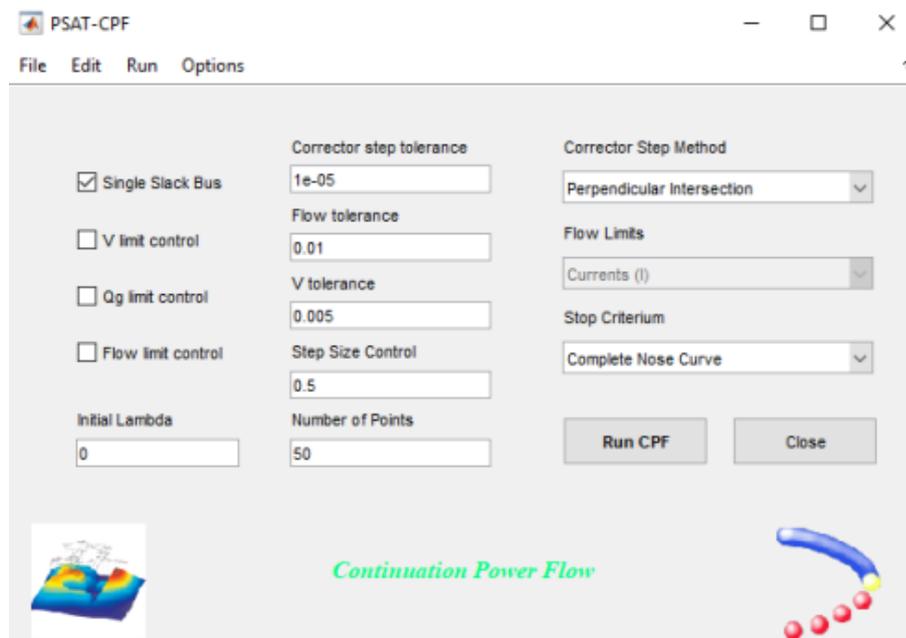


Figura 55 – Interface da simulação de fluxo de carga continuado

Fonte: Os Autores

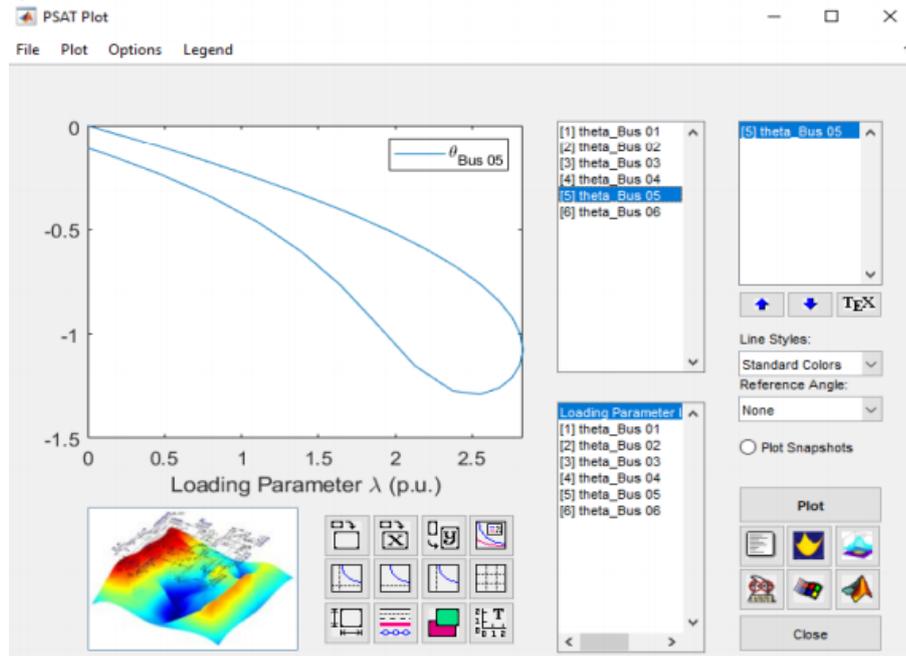


Figura 56 – Exemplo de resultados obtidos para este tipo de simulação

Fonte: Os Autores

B.1.3 Análise de Fluxo de Carga Ótimo

A análise de fluxo de carga ótimo também pode ser selecionada na interface principal do PSAT. Além disso, é possível escolher entre as funções objetivo: Langrangiana, Multi-Objetivo, entre outras (PSAT, 2016). A Figura 57 apresenta as opções de características para este tipo de simulação.

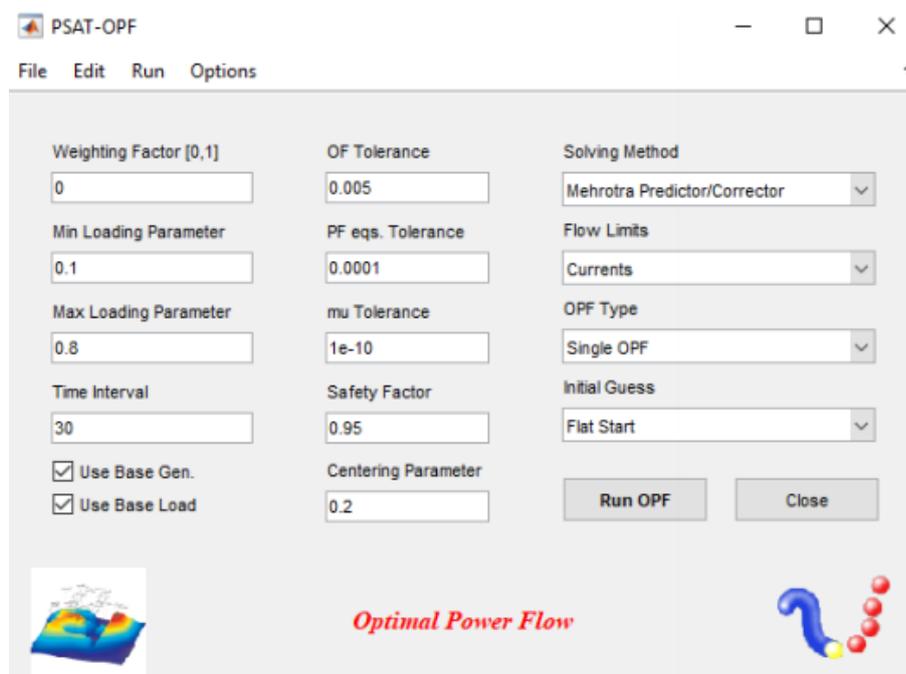


Figura 57 – Interface para escolha das características da simulação de fluxo de carga ótimo

Fonte: Os Autores

B.1.4 Análise Dinâmica

Para a análise dinâmica é possível escolher entre trapezoidal e euler como métodos de integração. Como configurações gerais, é possível escolher: o tempo total de simulação, convergência, número máximo de iterações, etc (PSAT, 2016). A Figura 58 apresenta os relatórios da simulação dinâmica, estes relatórios podem ser acessados na opção "Plot" da interface principal do PSAT.

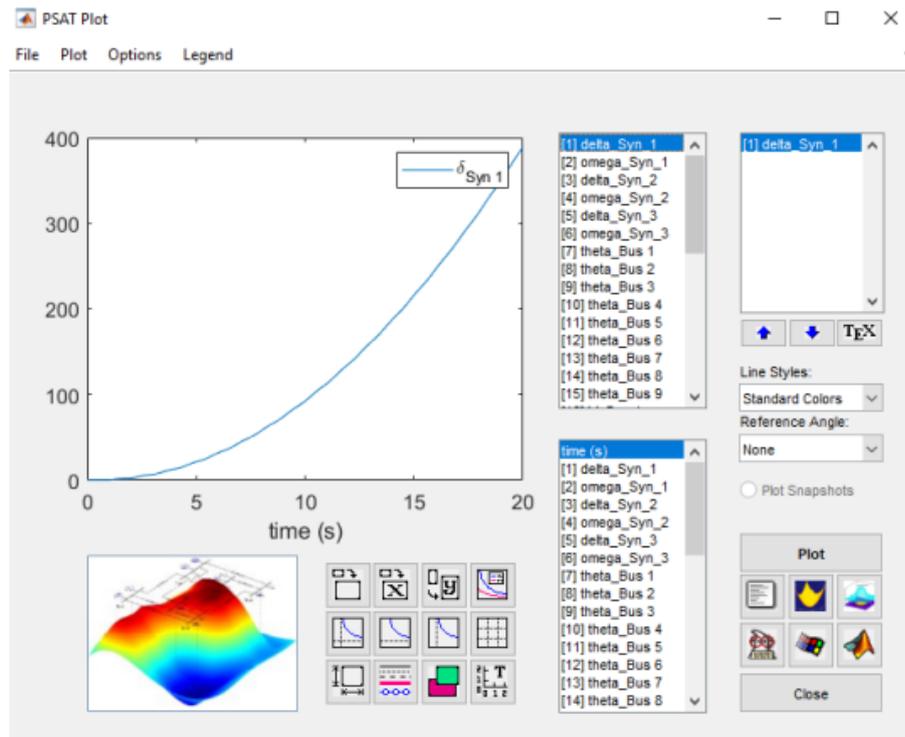


Figura 58 – Resultados da simulação dinâmica no PSAT

Fonte: Os Autores

B.1.5 Análise de Pequenos Sinais

A análise de pequenos sinais do programa apresenta graficamente a posição dos polos e zeros do sistema, além de apresentar os autovalores. A linearização do sistema pode ser obtida utilizando a função "fm_abcd" direto no Matlab. Esta função gera uma variável chamada "LA" contendo as matrizes de espaço de estados do sistema inserido no PSAT. A Figura 59 apresenta a posição dos autovalores em dois diferentes tipos de gráficos. Além desta análise, é possível plotar a matriz de fatores de participação do sistema, esta matriz está demonstrada na Figura 60.

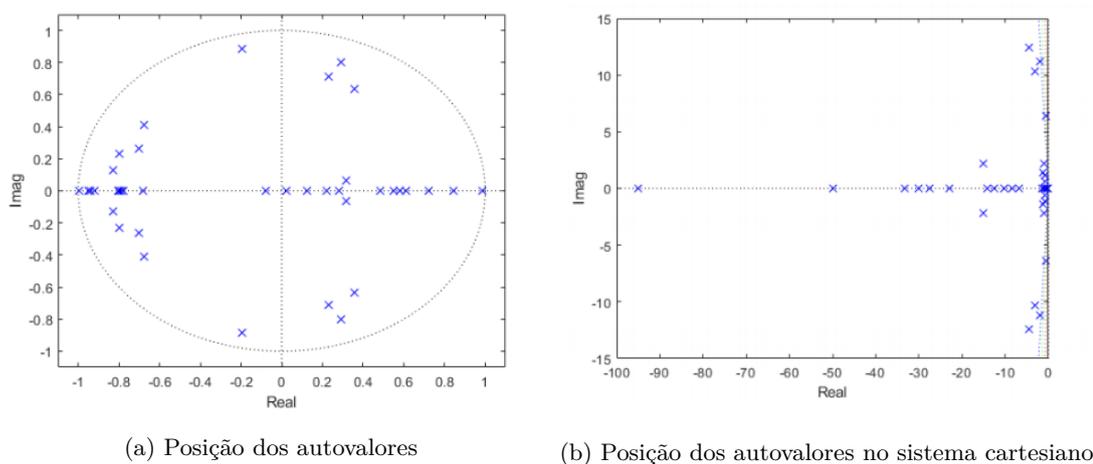


Figura 59 – Análise das posições dos autovalores do sistema

Fonte: Os Autores

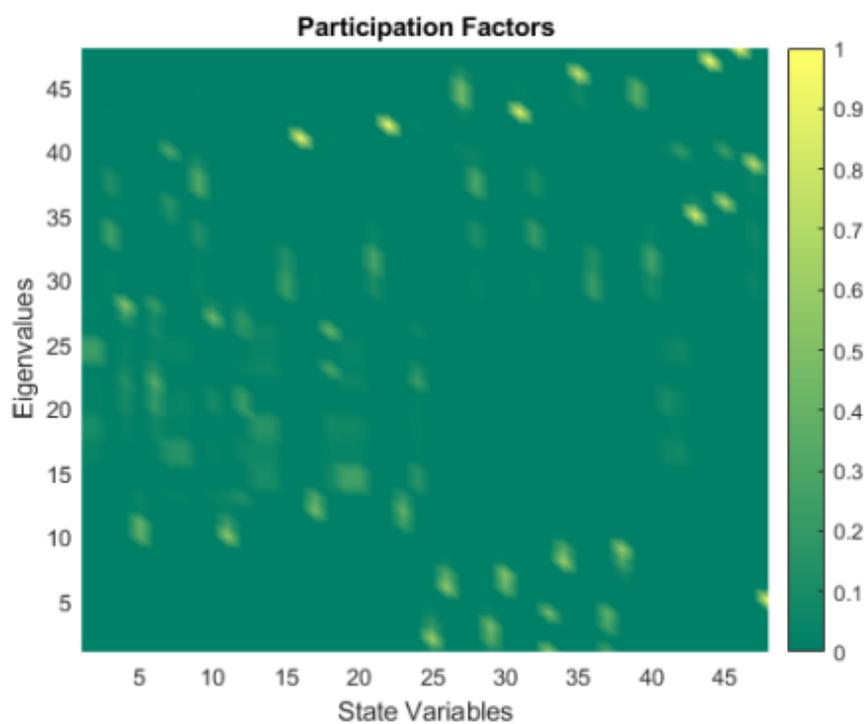


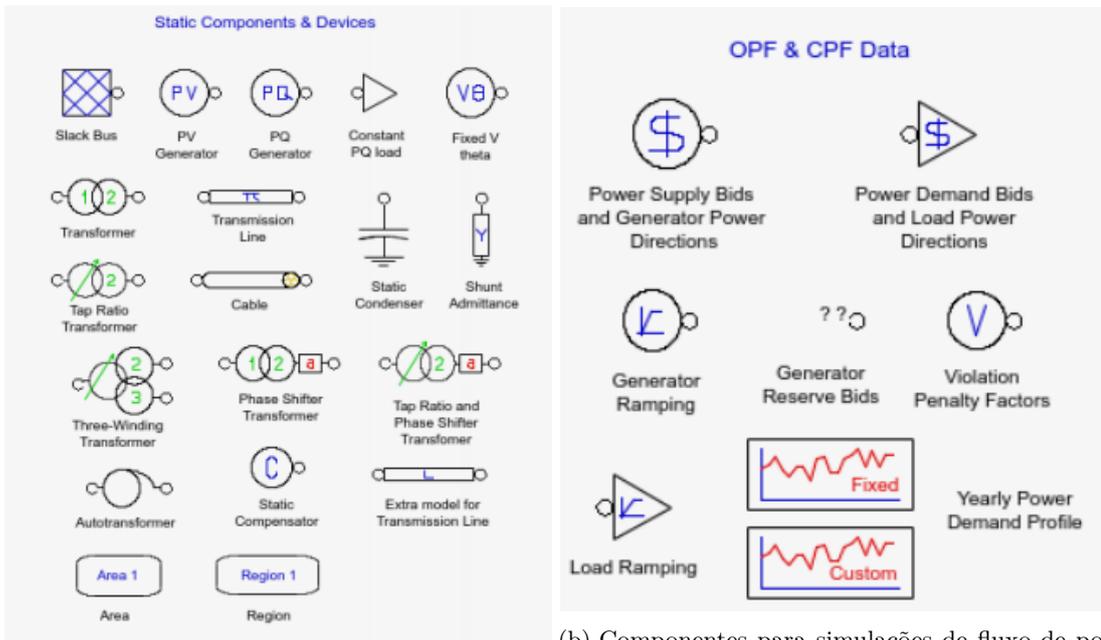
Figura 60 – Matriz de fatores de participação

Fonte: Os Autores

B.2 Biblioteca de Componentes e Ferramentas

O PSAT possui diversas ferramentas já implementadas, como: conversor de arquivos, 3D mapa de calor, diversas funções para realizar análises mais específicas e transportar os resultados para variáveis dentro do Matlab, editores de mascaras e CAD e sistemas conhecidos já implementados. Estes sistemas variam desde exercícios de livro, como do (KUNDUR, 1993), até sistemas IEEE.

A biblioteca do PSAT possui diversos transformadores, controladores, geradores eólicos e solares, etc. A biblioteca completa de equipamentos esta disposta da Figura 61 até a Figura 66.

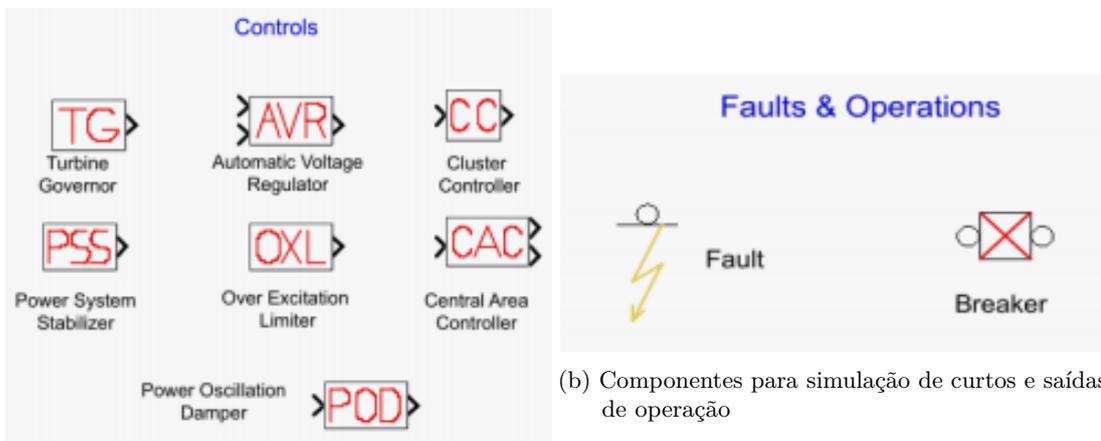


(a) Componentes estáticos

(b) Componentes para simulações de fluxo de potência ótimo e continuado

Figura 61 – Componentes estáticos e de fluxo de potência

Fonte: Os Autores

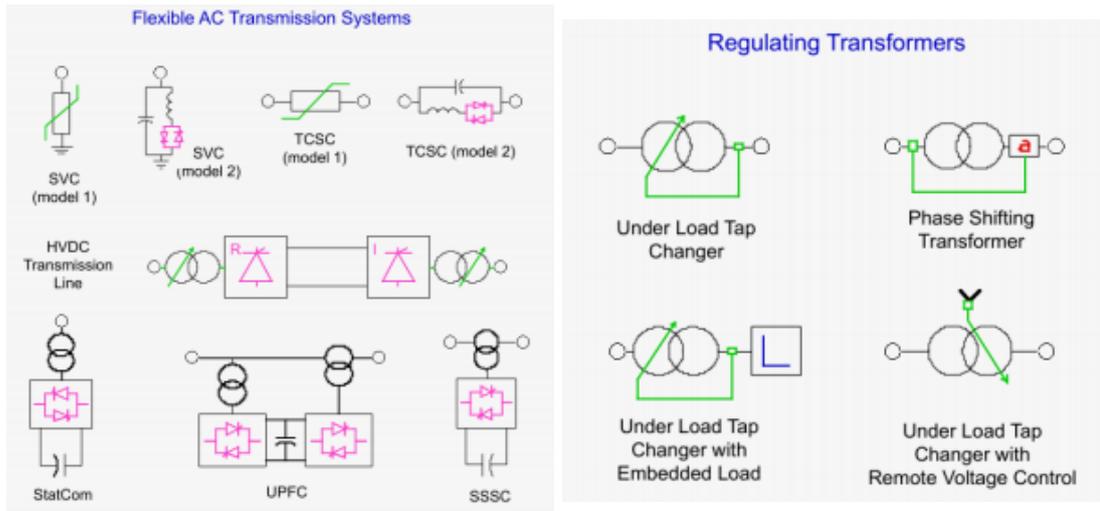


(a) Componentes de controle

(b) Componentes para simulação de curtos e saídas de operação

Figura 62 – Componentes para simulação de faltas e controle

Fonte: Os Autores

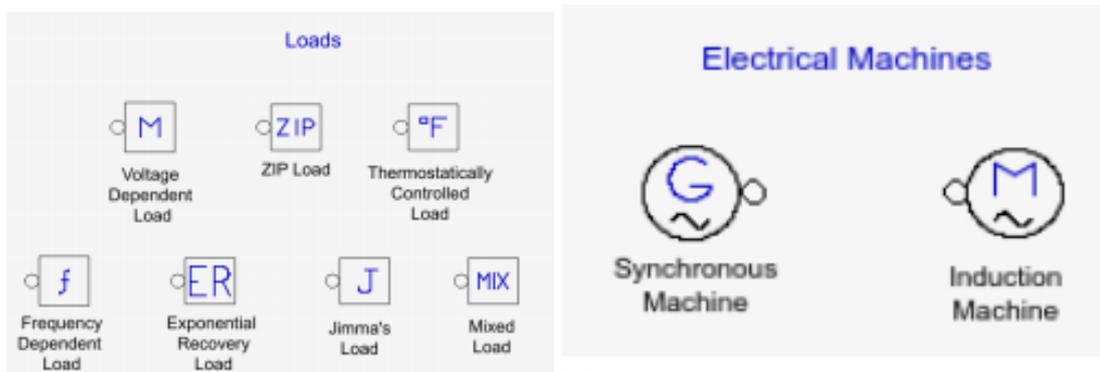


(a) Componentes de linhas HVDC e AC

(b) Componentes de transformadores

Figura 63 – Componentes de transformadores, linhas HVDC e AC

Fonte: Os Autores

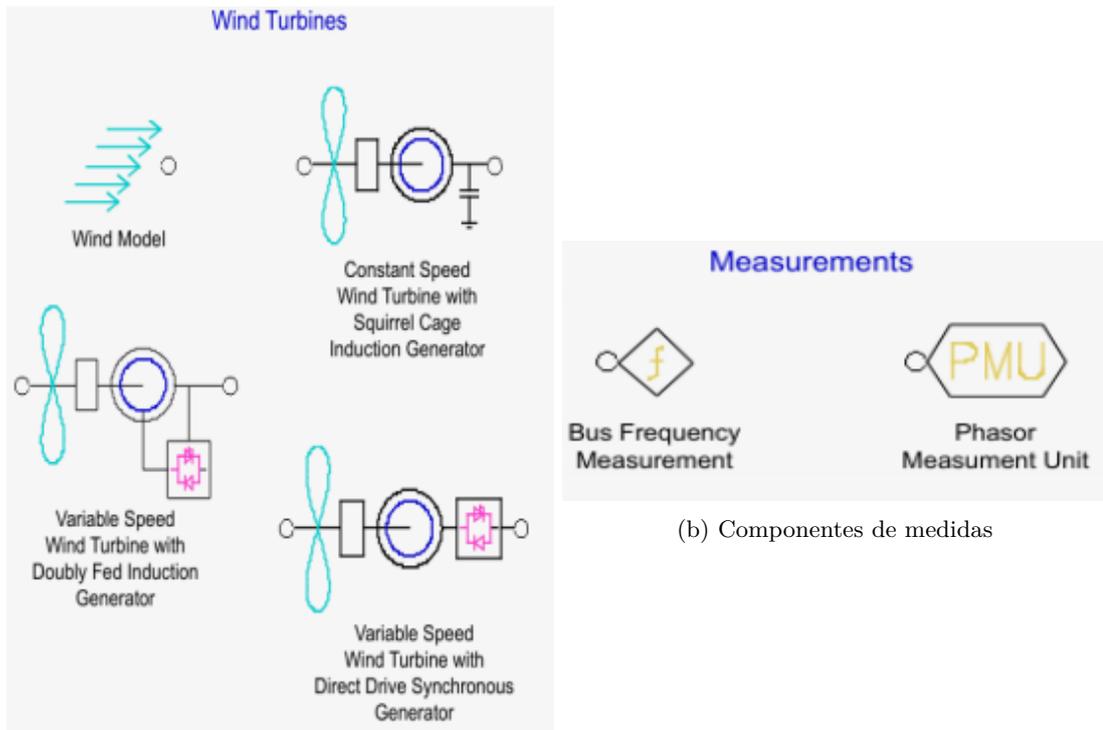


(a) Componentes para simulação de cargas

(b) Componentes para simulação de máquinas elétricas

Figura 64 – Componentes para simulação de cargas e máquinas elétricas

Fonte: Os Autores



(a) Componentes de aerogeradores

(b) Componentes de medidas

Figura 65 – Componentes de aerogeradores e medição

Fonte: Os Autores

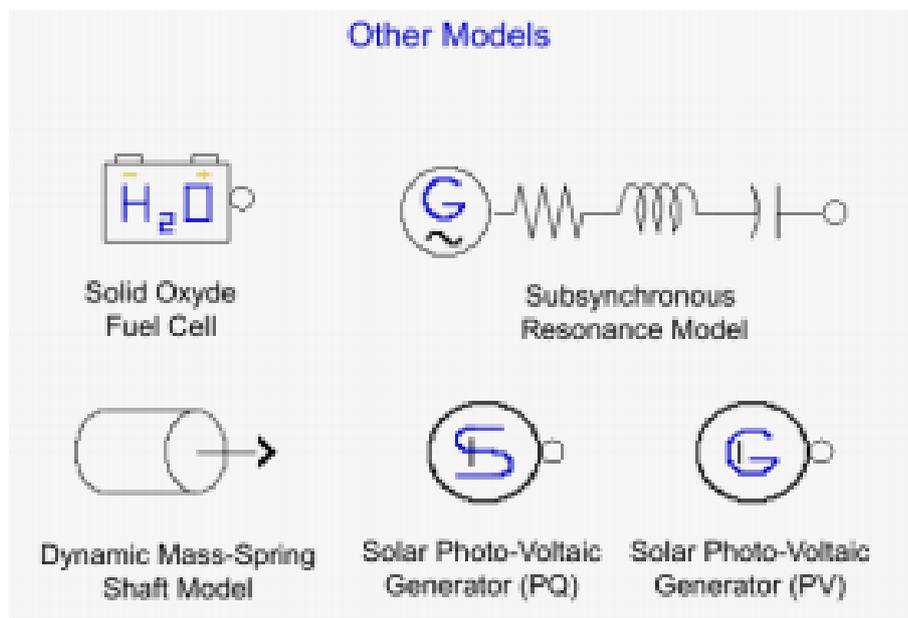


Figura 66 – Componentes de geração distribuída

Fonte: Os Autores

APÊNDICE C – CÓDIGOS

C.1 Modelagem Matemática das Oscilações Forçadas

Código C.1 – Modelagem matemática das oscilações forçadas

```

1  %Primeiro, deve-se rodar a simulação de fluxo de potência no PSAT
2  fm_abcd
3  Potencia = 1;
4  fmax =9.5;
5  fmin =0.001;
6  C = LA.c_y;
7  saida = 1;
8  pass = fmax/fmin;
9  [ESQ,CENT] = eig(LA.a);
10 DIR = inv(ESQ);
11 MCENT = abs(CENT); %wn
12 MESQ = abs(ESQ);
13 MDIR = abs(DIR);
14 ACENT = angle(CENT);
15 Amortecimento = CENT;
16 [linhas, colunas] =size(CENT);
17 [linhas2, colunas2] = size(C);
18 pass2 = 0.0472;
19 i = 1;
20 while i <= linhas
21     Amortecimento(i,i) = cos(ACENT(i,i)) ; %coef de amortecimento
22     i = i+1;
23 end
24 Z3 = zeros(3,pass);
25 s = 1;
26 Z2 = linspace(fmin,fmax,pass);
27 vetorfrequencia = linspace(0,fmax,pass);
28 vento = linspace(0,fmax,pass2);
29 while saida <= length(LA.a)
30 Z2=0;
31 wforc = 0;
32 while wforc <= fmax
33     r=1;
34     i=1;
35     Ztotal = 0;
36     Z = 0;
37 while i <= linhas
38
39 while r <= linhas
40 camor = Amortecimento(r,r);
41 wn = MCENT(r,r);
42 ni = sqrt(((wn^2) - (wforc^2))^2 + 4*(camor^2)*(wn^2)*(wforc^2));
43 v = (2*wforc)/ni;
44 Z = C(i,saida)*MDIR(i,r)*MESQ(r,1)*Potencia*v;
45
46 Ztotal = Ztotal + Z;
47 Z = 0;
48 r = r+1;
49 end

```

```

50 r = 1;
51 i=i+1;
52
53 end
54 Z2(s) = Ztotal;
55 s = s+1;
56 wforc = wforc + fmin;
57 end
58 Z3(saida,:) = Z2;
59 saida = saida+1;
60 s=1;
61 end
62
63 o=1;
64
65
66 vetorfrequencia=vetorfrequencia/(2*pi);
67 subplot(1,1,o),plot(vetorfrequencia,Z3(1,:),'-k','linewidth',2.3);
68
69
70 title('Amplitude da Oscilação Forçada no \Delta\delta - SMIB com PSS ', 'FontSize',16)
71 xlabel('Frequência [Hz]', 'FontSize',14)% eixo horizontal ylabel('Seno e Cosseno')
72 ylabel('Amplitude ', 'FontSize',14) % eixo vertical

```

C.2 Análise Dinâmica do Sistema IEEE 14 Barras com Usina Eólica

Código C.2 – Análise dinâmica do sistema IEEE

```

75 initpsat
76 clpsat.readfile=0;
77
78
79 runpsat('AGORAVAIWIND_mdl', 'data')
80
81 %subplot(1,2,1),plot(t,S)
82 %subplot(1,2,2),plot(f,P1)
83
84
85
86
87 runpsat('pf')
88
89 Fs = 74;           % frequencia de amostragem
90 T = 1/Fs;         % Periodo de amostragem
91 L = 1500;         % Tamanho do sinal
92 t = (0:L-1)*T;    % tempo
93 f = 0.2;          % frequencia
94 S = 100+(50*sin(2*pi*f*t)) ;% sinal
95
96 Matriz(:,1)= t;
97 Matriz(:,2) = S;
98
99 Wind.speed(1).vw = Matriz;
100
101 Wind.con(1)=1
102
103
104 runpsat('td')

```

```
105 Wind.con
106 %subplot(1,2,1),plot(Matriz(:,1),Matriz(:,2),'-k','linewidth',1)
107 %title('Vento (2Hz)','FontSize',16)
108 %xlabel('Tempo [s]','FontSize',14)% eixo horizontal ylabel('Seno e Cosseno')
109 %ylabel('Velocidade do Vento [m/s]','FontSize',14) % eixo vertical
110 subplot(1,1,1),plot(Wind.speed.time,Wind.speed.vw,'-k','linewidth',1)
111 title('Velocidade do Vento 0.2 Hz(Caso 3) ','FontSize',16)
112 xlabel('Tempo [s]','FontSize',14)% eixo horizontal ylabel('Seno e Cosseno')
113 ylabel('Velocidade do Vento [m/s]','FontSize',14) % eixo vertical
114
115
116
117 Wind
```