



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tese de Doutorado

Inclusão de Energia Eólica em Sistemas Elétricos e Controle de Frequência Utilizando Lógica Fuzzy

Ana Vitória de Almeida Macêdo

Campina Grande – Paraíba – Brasil

2017



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Inclusão de Energia Eólica em Sistemas Elétricos e Controle de Frequência Utilizando Lógica Fuzzy

Ana Vitória de Almeida Macêdo

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Doutor em Ciências, no domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Prof. Benemar Alencar de Souza, D.Sc.

Orientador

Prof. Wellington Santos Mota, Ph. D.

Orientador

Campina Grande – PB

Março – 2017

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

M141i Macêdo, Ana Vitória de Almeida.

Inclusão de energia eólica em sistemas elétricos e controle de frequência utilizando lógica fuzzy / Ana Vitória de Almeida Macêdo. – Campina Grande, 2017.

108 f. : il. color.

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2017.

"Orientação: Prof. Dr. Benemar Alencar de Souza, Prof. Dr. Wellington Santos Mota".

Referências.

1. Controle de Frequência. 2. Controle do Ângulo de Passo. 3. Energia Eólica. 4. Lógica Fuzzy. 5. Serviços Ancilares. I. Souza, Benemar Alencar de. II. Mota, Wellington Santos. III. Título.

CDU 621.3:681.034.7(043)

**"INCLUSÃO DE ENERGIA EÓLICA EM SISTEMAS ELÉTRICOS E CONTROLE DE
FREQUÊNCIA UTILIZANDO LÓGICA FUZZY"**

Ana Vitória de Almeida Macêdo
ANA VITÓRIA DE ALMEIDA MACÊDO

TESE APROVADA EM 29/03/2017

Benemar
BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG
Orientador(a)

Wellington Santos Mota
WELLINGTON SANTOS MOTA, Ph.D., UFCG
Orientador(a)

Benedito Antonio Luciano
BENEDITO ANTONIO LUCIANO, D.Sc., UFCG
Examinador(a)

Manoel Firmino de Medeiros Jr
MANOEL FIRMINO DE MEDEIROS JÚNIOR, Dr., UFRN
Examinador(a)

Pedro André Carvalho Rosas
PEDRO ANDRÉ CARVALHO ROSAS, Dr., UFPE
Examinador(a)

Nubia Silva Dantas Brito
NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.Sc., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

“Eu faço parte dos que pensam que a ci4ncia 4 bel4ssima.”

Marie Sk4odowska-Curie

Agradecimentos

Aos professores Wellington Santos Mota e Benemar Alencar de Souza por toda a ajuda, amizade e disponibilidade dedicados a mim.

Aos membros da banca examinadora pelas valiosas contribuições que vieram no intuito de enriquecer esta pesquisa.

Ao professor Poul Ejnar Sørensen e todos do Risø/DTU pelos valiosos ensinamentos e pela calorosa acolhida na Dinamarca.

Aos meus pais Antonia e José Cláudio pela incansável dedicação e amor ao seu neto e suas três filhas.

As minhas irmãs Ana Virgínia e Ana Valquíria pela união, paciência e amor a mim dedicado. Assim como meus pais e toda minha família, vocês são parte de tudo que sou de melhor.

As amigas Karine e Kássya pela amizade sincera e pelo amor incomensurável.

Ao meu noivo Daniel que mesmo estando longe, soube se fazer presente em cada preocupação e avanço desta tese. Tendo sempre a confiança em mim e naquilo que nos une: o amor.

As amigas integrantes do LSP/LARCA: Alana, Daphne, Jamile, Yonatha pelo companheirismo.

Aos funcionários da UFCG, em especial aos da COPELE pela presteza e cuidado dedicados aos alunos.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo o apoio financeiro.

RESUMO

Um controle para auxílio do controle de frequência é projetado utilizando um método baseado em lógica fuzzy e no controle do ângulo de passo de turbinas eólicas de velocidade variável. O controle visa que as turbinas eólicas operem abaixo do seu valor nominal, estando sempre prontas para aumentar sua geração no caso de evento na rede elétrica, contribuindo para o controle de frequência. Com os esforços para converter tanta energia quanto seja possível com o vento disponível, a potência desperdiçada pela maioria dos controles estudados para elaboração desta tese vale a pena em relação aos benefícios do controle de frequência em sistemas com grande penetração das usinas eólicas, proporcionando a participação da energia eólica nos serviços ancilares. Ressaltando que a introdução de qualquer nova tecnologia de geração no sistema deve ser feita de modo que seja compatível com os princípios operacionais do sistema existente. O controle fuzzy de potência foi desenvolvido no Matlab[®]/Simulink e permite o bom funcionamento da turbina eólica utilizando uma metodologia alternativa aos controles clássicos. Com isto foi desenvolvido o controle de frequência também baseado em lógica fuzzy. Como grande vantagem do controle fuzzy destaca-se sua fácil adaptação a outros modelos de turbina que utilizem o controle de *pitch* (turbinas eólicas de velocidade variável), uma vez que o algoritmo é o mesmo, havendo a necessidade apenas de fazer testes para adaptação das faixas de operação do controle.

Palavras-Chave: Controle de frequência; Controle de *pitch*; Energia eólica; Lógica fuzzy; Turbinas eólicas de velocidade variável; Serviços ancilares.

ABSTRACT

A control to support the frequency control is designed using a method based on fuzzy logic and pitch angle control in variable speed wind turbines. The control aims that some wind turbines operate below their rated value (derated or deloaded), being always ready to increase their generation in case of some event in the power grid, contributing to the frequency control. With efforts to convert as much energy as possible with the available wind, the power wasted by most controls studied in this work worth of the benefits of frequency control in systems with high power plants penetration, providing wind power to participate on ancillary services. Recalling that the introduction of any new generation technology into the system must be made in a way that is compatible with the operating principles of the existing system. The fuzzy control developed in Matlab[®]/Simulink for power control enables a suitable operation of the wind turbine using an alternative methodology to the classic controls, it was developed the frequency control also based on fuzzy logic. The fuzzy control great advantage highlight is its easy adaptation to other turbine design which use pitch control (variable speed wind turbines), since the algorithm is the same, just by doing tests for adjustment of the control operation ranges.

Keywords: Ancillary services; Frequency control; Fuzzy logic; Pitch control; Variable speed wind turbines; Wind energy.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 3.1 – Princípio geral de funcionamento de uma turbina eólica..... | 24 |
| Figura 3.2 – Curva do coeficiente de potência em função da relação de velocidade para turbinas eólicas (Heier)..... | 26 |
| Figura 3.3 – Curvas do coeficiente de potência em função da relação de velocidade para turbinas eólicas (Slootweg – vel. constante). | 27 |
| Figura 3.4 – Curvas do coeficiente de potência em função da relação de velocidade para turbinas eólicas (Slootweg – vel. variável)..... | 27 |
| Figura 3.5 – Regiões de operação de uma turbina eólica. | 28 |
| Figura 3.6 – Coeficiente de potência para diferentes configurações de turbinas. | 29 |
| Figura 3.7 – Efeito da mudança da quantidade de pás da turbinas..... | 30 |
| Figura 3.8 – Movimentação da pá de acordo com cada tipo de controle. | 32 |
| Figura 3.9 – Excursão do ângulo no controle de <i>pitch</i> e no estol ativo..... | 34 |
| Figura 3.10 – Diagrama de blocos para o controle do ângulo de passo com o controle PI..... | 35 |
| Figura 3.11 – Diagrama de blocos para o controle do ângulo de passo com o controle fuzzy..... | 37 |
| Figura 3.12 – Diagrama esquemático do gerador eólico do Tipo 1. | 38 |
| Figura 3.13 – Diagrama esquemático do gerador eólico do Tipo 2. | 39 |
| Figura 3.14 – Diagrama esquemático do gerador eólico do Tipo 3. | 40 |
| Figura 3.15 – Diagrama esquemático do gerador eólico do Tipo 4. | 42 |
| Figura 3.16 – Exemplo de variável linguística e funções de pertinência | 46 |
| Figura 3.17 – Estrutura básica de um sistema fuzzy | 48 |
| Figura 3.18 – Exemplo do método de defuzzificação C-o-A. | 51 |
| Figura 3.19 – Relação entre os componentes do RSCAD..... | 54 |
| Figura 3.20 – Variação da frequência em um sistema durante o dia. | 55 |
| Figura 3.21 – Ativação das reservas de potência e frequência de um sistema. | 56 |
| Figura 3.22 – Variação da potência de saída do aerogerador e frequência. | 61 |
| Figura 3.23 – Controle de sobrefrequência com ganho de 3%/0,1 Hz..... | 62 |
| Figura 3.24 – Etapas do controle de frequência. | 65 |
| Figura 3.25 – Reserva de potência com controle de <i>pitch</i> | 66 |
| Figura 3.26 – Regiões de operação da turbina com a reserva de potência em destaque. | 67 |
| Figura 4.1 – Diagrama de blocos do controle fuzzy..... | 68 |
| Figura 4.2 – Função de pertinência de entrada do controlador: erro de velocidade..... | 69 |

| | |
|---|----|
| Figura 4.3 – Função de pertinência de saída: β (°). | 69 |
| Figura 4.4 – Sistema implementado no Matlab®. | 71 |
| Figura 4.5 – Sistema de controle de ângulo de passo com o controle PI. | 72 |
| Figura 4.6 – Sistema de controle de ângulo de passo com o controle fuzzy. | 73 |
| Figura 4.7 – Sistema com gerador do Tipo 4 (PMSG). | 74 |
| Figura 4.8 – Estrutura do novo bloco do controlador fuzzy. | 76 |
| Figura 4.9 – Funções de pertinência de entrada do controle fuzzy (Frequência). | 77 |
| Figura 4.10 – Funções de pertinência de entrada do controle fuzzy (dF/dt). | 78 |
| Figura 4.11 – Funções de pertinência de entrada do controle fuzzy (Potência). | 79 |
| Figura 4.12 – Funções de pertinência de entrada do controle fuzzy (dP/dt). | 80 |
| Figura 4.13 – Função de pertinência de entrada do controle fuzzy (Velocidade de gerador). | 81 |
| Figura 4.14 – Funções de pertinência de saída do controle fuzzy. | 82 |
| Figura 4.15 – Diagrama de blocos do controle fuzzy no RTDS®. | 84 |
| Figura 4.16 – Diagrama simplificado do sistema simulado. | 85 |
| Figura 4.17 – Sistema elétrico simulado no RTDS® com gerador do tipo 3 (DFIG). | 86 |
| Figura 4.18 – Tensão nos terminais do parque durante a falta. | 87 |
| Figura 4.19 – Variação da frequência quando ocorre um distúrbio na rede. | 87 |
| Figura 4.20 – Potência ativa durante a falta. | 88 |
| Figura 4.21 – Variação da frequência do sistema elétrico. | 89 |
| Figura 4.22 – Potência ativa durante o evento. | 90 |
| Figura 4.23 – Velocidade do gerador durante o evento. | 91 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 2.1 – Revisão bibliográfica sobre métodos de controle do ângulo de passo e controle de frequência | 23 |
| Tabela 3.1 – Coeficientes das equações das curvas de potência. | 26 |
| Tabela 3.2 – Lista de alguns fabricantes e seus tipos de turbinas. | 43 |
| Tabela 3.3 – Comparação geral dos vários tipos de turbina. | 43 |
| Tabela 3.4 – Geração eólica e hidráulica e carga de energia no SIN (2016)..... | 58 |
| Tabela 3.5 – Geração eólica e hidráulica e carga de energia no Nordeste (2016)..... | 59 |
| Tabela 3.6 – Sumário da estratégia de controle..... | 66 |
| Tabela 4.1 – Base de regras para o ângulo de referência β | 70 |
| Tabela 4.2 – Comparação de resultados Matlab® <i>versus</i> RTDS® | 71 |
| Tabela 4.3 – Comparação de resultados PI <i>versus</i> Fuzzy (RTDS®)..... | 74 |
| Tabela 4.4 – Base de regras (Se-Então) para o controle de frequência. | 83 |

LISTA DE SIGLAS

| | |
|-------------------|--|
| ABEEólica | Associação Brasileira de Energia Eólica |
| CBuilder | <i>Component Builder</i> |
| DC | <i>Direct Current</i> |
| DFIG | <i>Doubly-Fed Induction Generator</i> |
| EMTCD | <i>Electromagnetic Transients including DC</i> |
| GIDA | Gerador de Indução Duplamente Alimentado |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| PI | Proporcional-Integral |
| PMSG | <i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i> |
| PSCAD | <i>Power Systems Computer Aided Design</i> |
| RSCAD | RTDS [®] <i>Simulator Software</i> |
| RTDS [®] | <i>Real Time Digital Simulator</i> |
| SEP | Sistema Especial de Proteção |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| TNA | <i>Transient Network Analysers</i> |

Sumário

| | |
|---|----|
| 1. Introdução..... | 14 |
| 1.1 Motivação | 14 |
| 1.2 Objetivos | 16 |
| 1.3 Contribuições | 16 |
| 1.4 Produção intelectual..... | 16 |
| 1.5 Metodologia | 17 |
| 2. Revisão Bibliográfica | 18 |
| 2.1 Controle do ângulo de passo | 18 |
| 2.2 Lógica fuzzy | 19 |
| 2.3 Controle de Frequência | 20 |
| 2.4 Síntese bibliográfica | 22 |
| 3. Fundamentação Teórica | 24 |
| 3.1 Turbinas eólicas | 24 |
| 3.1.1 Equações do modelo aerodinâmico da turbina eólica | 24 |
| 3.1.2 Controle de velocidade..... | 31 |
| 3.1.3 Controle de potência..... | 32 |
| 3.1.4 Controle do ângulo das pás da turbina | 34 |
| 3.1.5 Tipos de turbinas eólicas | 37 |
| 3.2 Sistemas fuzzy | 44 |
| 3.2.1 Conjuntos fuzzy e funções de pertinência..... | 44 |
| 3.2.2 Operações entre conjuntos fuzzy..... | 47 |
| 3.2.3 Construção de um sistema fuzzy..... | 48 |
| 3.3 Estabilidade de um sistema Fuzzy | 51 |
| 3.4 Simulação em tempo real..... | 52 |
| 3.5 Controle de frequência nos serviços ancilares | 54 |

| | | |
|-----|---|-----|
| 3.6 | Operação da turbina com redução da potência nominal (<i>deload</i>) | 64 |
| 4. | Método Proposto e Análises | 68 |
| 4.1 | Controle de <i>pitch</i> | 68 |
| 4.2 | Controle de frequência..... | 75 |
| 5. | Conclusões..... | 92 |
| | Referências | 94 |
| | Apêndice A – Códigos em linguagem C (CBuilder)..... | 103 |
| | Apêndice B – Atividades Complementares | 108 |

1. INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Como resultado do crescente interesse em fontes complementares de geração de energia em contraponto às fontes convencionais de geração, a energia eólica vem tomando espaço na matriz energética nacional. No Brasil, a geração de energia eólica vem apresentando um crescimento significativo com predominância na região Nordeste. Com o aumento significativo da instalação de plantas eólicas na região Nordeste, estas precisam agir de forma semelhante às fontes tradicionais contribuindo para o equilíbrio do sistema.

Em contraponto à baixa porcentagem de penetração das eólicas em relação ao sistema elétrico como um todo, a presença de plantas eólicas na região Nordeste vem aumentando significativamente. Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), houve em 2016 um acréscimo de geração eólica de 52% em relação a 2015 no Brasil sendo que 30% do consumo da região Nordeste já vem das eólicas.

Dessa forma, o desenvolvimento de novas técnicas de controle de potência e frequência se faz necessário para garantir sua participação nos serviços ancilares (serviços que não correspondem propriamente à geração de energia em si, mas necessários à operação do sistema).

A energia provinda dos ventos é captada por turbinas eólicas que, nos últimos anos, passaram da classe de geração de alguns kW (kilo-watt) para MW (Mega-watt), devido à constante evolução das tecnologias aplicadas à sua construção. Há turbinas de velocidade fixa e variável, atualmente as de velocidade variável são as mais utilizadas por otimizarem a captação de vento e conseqüentemente a geração de energia numa ampla faixa de variação da velocidade do vento. Em caso de ventos fortes é necessário desperdiçar o excesso deste para que sejam evitados danos que comprometam a integridade física do sistema eletromecânico de conversão. Todas as turbinas são, portanto, projetadas com algum tipo de controle sobre a potência a ser convertida. Há dois tipos de controle, são eles: controle por *estol* e controle de *pitch*, os quais controlam a movimentação em torno do eixo longitudinal das pás da turbina.

O controle de *pitch* tem a característica de movimentar continuamente as pás da turbina buscando o melhor desempenho. Este controle proporciona uma boa execução do controle e suavização da potência ativa.

Dentre as preocupações existentes com a integridade do sistema elétrico de potência está o controle de frequência. É conhecido o fato de que a frequência do sistema está intrinsecamente ligada ao fluxo de potência ativa, sendo importante manter a geração de potência em constante controle. É muito importante que o sistema disponha de reserva de potência para que possa prover o controle de frequência.

O controle de frequência é executado por plantas de geração convencionais, porém com o auxílio de malhas de controle adicionais, os geradores eólicos podem participar deste controle. A capacidade de resposta para um evento de frequência, oferecida por uma usina eólica não será a mesma que a capacidade de controle de plantas convencionais. Enquanto a capacidade de resposta oferecida por uma usina convencional é garantida, uma vez que os controles são selecionados por seu operador e há combustível disponível permanentemente, a capacidade de resposta de uma usina eólica dependerá sempre do vento disponível.

Na dissertação de mestrado de Macêdo (2012), foi desenvolvido um controlador baseado em lógica fuzzy, em substituição ao controle PI (Proporcional-Integral) comumente adotado pelas turbinas eólicas. O controle desenvolvido em Macêdo (2012) teve como base a implementação feita por Lopes e Almeida (2004b), que utiliza o controlador PI para controle da potência gerada pela turbina eólica. O controle fuzzy foi desenvolvido utilizando o *Fuzzy Logic Toolbox*TM disponível no Matlab[®], e incorporado ao Programa de Simulação Dinâmica (LOPES; ALMEIDA, 2004b) para os devidos ajustes e simulações em um sistema elétrico de potência. Como resultado da aplicação do novo controle foi obtida a suavização da potência gerada.

Os sistemas baseados em lógica fuzzy vêm se destacando em trabalhos ligados às mais diversas áreas. Sistemas de controle baseados em lógica fuzzy têm um grande destaque devido à simplicidade de suas aplicações, dispensando modelos matemáticos extensos. Tais sistemas permitem controles mais robustos, flexíveis e facilmente expansíveis (COURTECUISSE et al., 2008; HUI; BAKHSHAI; JAIN, 2010).

Neste trabalho é apresentado o controle fuzzy com o uso das simulações em tempo real executadas no *Real Time Digital Simulator* (RTDS[®]), além de sua expansão, recebendo novos sinais com o objetivo de auxiliar o controle de frequência, implementada no Matlab[®]. A simulação em tempo real permite uma maior fidelidade aos sistemas reais e proporciona

uma melhor avaliação das situações que ocorrem nos sistemas de controle internos da turbina, assim como do sistema elétrico de potência no qual o parque eólico está inserido.

1.2 OBJETIVOS

Constam como principais objetivos do trabalho de tese:

- Desenvolver uma metodologia baseada em lógica fuzzy para o controle do ângulo de passo das turbinas eólicas de velocidade variável, assim como contribuir no controle de frequência do sistema interligado;
- Implementar a metodologia para controle do ângulo de passo com lógica fuzzy na plataforma Matlab[®] para fins de comparação;
- Implementar a metodologia para controle do ângulo de passo com lógica fuzzy para simulações em tempo real, utilizado o simulador RTDS[®];
- Estender o controle implementado para utilizá-lo no auxílio do controle de frequência utilizando o conceito de subgeração.

1.3 CONTRIBUIÇÕES

Constam como principais contribuições deste trabalho:

- Desenvolvimento de uma metodologia baseada em lógica fuzzy para controle do ângulo de passo e auxílio no controle de frequência do sistema interligado;
- Utilizar os métodos desenvolvidos para obter melhores resultados com relação à geração de energia eólica em comparação aos controles clássicos utilizados atualmente;
- Prover o controle de frequência a partir das plantas eólicas, utilizando o conceito de subgeração; visto que esta fonte de energia se tornou parte importante dos sistemas elétricos, devendo contribuir como as fontes convencionais já o fazem em relação ao controle de frequência da rede agindo nos serviços ancilares.

1.4 PRODUÇÃO INTELECTUAL

- Real Time Simulations of Wind Turbine with Pitch Angle Control Using Fuzzy Logic. 11th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications INDUSCON 2014, Juiz de Fora-MG;

- Using Fuzzy Logic as an Alternative Method for Wind Turbine Pitch Angle Control. III Congresso Brasileiro de Sistemas Fuzzy, III CBSF, 2014, João Pessoa-PB;
- Wind Turbine Pitch Angle Control Using Fuzzy Logic. IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Latin America, 2012, Montevideo-Uruguay;
- Revisão e Considerações sobre a Participação da Geração Eólica no Controle de Frequência do Sistema Elétrico. Conferência Brasileira Sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2015, Campina Grande. XI CBQEE, 2015.

1.5 METODOLOGIA

O trabalho de tese consiste das seguintes etapas:

- Avaliar o estado da arte sobre a lógica fuzzy e o controle de frequência executado por parques eólicos;
- Desenvolver o controle do ângulo de passo com lógica fuzzy utilizando simulações em tempo real e no *software* Matlab[®] para geradores de velocidade variável;
- Desenvolver o controle de frequência utilizando lógica fuzzy e indicar sua participação nos serviços ancilares.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A expansão da geração eólica tem motivado a realização de estudos em diversos aspectos, desde os relacionados à interligação dos parques eólicos aos sistemas elétricos existentes, escolha do melhor tipo de aerogerador a ser utilizado, os diversos tipos de controladores encontrados em uma turbina eólica, assim como as funções que a geração eólica pode desempenhar no sistema elétrico como o controle de frequência, por exemplo. Assim, destacam-se os trabalhos citados a seguir e suas principais contribuições ao tema deste trabalho.

2.1 CONTROLE DO ÂNGULO DE PASSO

A limitação de potência com o uso do controle do ângulo de passo (*pitch*) para turbinas eólicas de velocidade variável foi analisada por Muljadi e Butterfield (2001), que concluíram que este arranjo possibilita a operação segura para velocidades do vento acima do limite técnico do sistema de conversão.

De acordo com Burton (2001), o controle de potência por ângulo fixo/estol passivo é o modo mais simples de controlar a máxima potência a ser gerada pela turbina. Sua principal vantagem é a simplicidade, porém há desvantagens significativas como: alta fadiga mecânica causada por rajadas de vento, partida não assistida (em que não há utilização de motores auxiliares) e variações na máxima potência devido a variações na densidade do ar. Algumas dessas deficiências podem ser resolvidas utilizando o controle ativo do ângulo de passo (*pitch*).

O controle do ângulo de passo é comumente utilizado na otimização da produção de potência provinda do vento (AKHMATOV, 2003). De acordo com os possíveis sinais de entrada do controlador do ângulo de passo, quando a velocidade do rotor é utilizada como sinal de entrada do controlador, é possível otimizar a potência de saída da turbina, porque a potência do gerador e a velocidade são inequivocamente relacionadas uma à outra.

O desempenho do controle do ângulo de passo com o uso de simulações dinâmicas foi analisada por Mota e Barros (2005b). Para a turbina eólica modelada, o controle do ângulo possibilita a operação à potência nominal até velocidades do vento 20% acima da média esperada; a máxima produção de potência ocorre para velocidades do vento até 13% abaixo

da média. Os autores concluíram que estes limites dependem dos parâmetros de projeto da turbina e que valores diferentes podem ocorrer para turbinas reais.

2.2 LÓGICA FUZZY

Em seu trabalho pioneiro na área, Zadeh (1965) propôs que, ao contrário dos controladores convencionais em que o algoritmo de controle é descrito analiticamente por equações algébricas diferenciais, utilizando um modelo matemático, no controle fuzzy utilizam-se regras lógicas no algoritmo de controle, com a intenção de descrever numa rotina a experiência humana, intuição e heurística para controlar um processo.

O modelo PI (Proporcional-Integral) pode parecer mais simples e às vezes mais barato, porém segundo Cox (1994), não se pode assumir isto facilmente. Os controladores fuzzy são frequentemente mais fáceis de prototipar e implementar e geralmente tem um desempenho igual ao PI. Porém, são simples de descrever e verificar, podendo ser mantidos e estendidos com um alto grau de precisão em pouco tempo. Devido a sua dependência de regras e conhecimentos, os controladores fuzzy dão ao ambiente o que Lotfi Zadeh chama de alto quociente de inteligência da máquina.

O uso de malhas com controle fuzzy em substituição às malhas PI para o controle desacoplado da potência e da tensão foi proposto por Almeida, Peças Lopes e Barreiros (2004), visando contornar o problema de retirada de operação dos conversores de potência da turbina. O controlador fuzzy melhorou o comportamento dinâmico do sistema.

Aplicações de energia elétrica derivadas de fontes renováveis requerem sistemas capazes de compensar a dinâmica de carga e demanda com energia de entrada restrita segundo Simões e Shaw (2007). Assim, a otimização de sistemas renováveis de energia depende de uma função não linear que pode ser mais bem modelada através da utilização do controle fuzzy.

Um controle baseado em lógica fuzzy para substituir o bloco PI do controle do ângulo de passo foi proposto por Macêdo (2012). Assim como o controle PI, o controle fuzzy recebe a diferença entre o valor da potência mecânica gerada e a potência de referência, este valor é avaliado de acordo com as funções de pertinência e regras previamente definidas, gerando então a posição que o ângulo de passo deve assumir.

2.3 CONTROLE DE FREQUÊNCIA

Com a crescente exploração da energia eólica em vários países, sobretudo nos europeus, tem crescido também as exigências por parte dos operadores de sistemas em relação ao desempenho dessa fonte. Alguns pontos de interesse que têm surgido com a alta penetração de energia eólica nos sistemas são a reserva de potência e o controle de frequência (SØRENSEN et al., 2013). Devido à grande importância do tema, vários autores têm relatado métodos de realizar o controle a partir das usinas eólicas.

Com o crescimento da geração eólica haverá vários impactos nas ações de controle primário de frequência no sistema elétrico, segundo Muljadi et al. (2012). Este controle pode ser calibrado para fornecer ótimo desempenho e máxima confiabilidade ao sistema elétrico para que se torne uma fonte de controle adicional aos operadores de sistemas elétricos.

Com o objetivo de atender às exigências dos operadores, os fabricantes de turbinas eólicas desenvolveram nos últimos anos novas funcionalidades em seus sistemas de controle, sobretudo no que tange ao controle de potência ativa dos parques eólicos. Essas novas funções de controle permitem aos parques eólicos participarem do controle de frequência em suas três fases: Resposta Inercial (MORREN et al., 2006), Controle Primário (ERLICH; WILCH, 2010) e Controle Automático de Geração (JALALI, 2011).

Em seu trabalho, Moutis et al. (2009) demonstraram que a geração eólica pode contribuir para o controle primário de frequência por meio do controle de *pitch*. Este controle primário da frequência ocorre nos primeiros segundos após uma mudança na produção de energia (ou na demanda das cargas) de forma a responder ao desvio da frequência a partir do seu valor nominal.

O uso da energia cinética armazenada na massa girante das pás da turbina é descrito em Morren et al. (2006). A habilidade da turbina de suportar o controle primário de frequência será melhor em altas potências porque a energia cinética armazenada nas pás tende a ser maior. Durante o suporte, a velocidade rotacional da turbina decresce, como resultado, a potência vai cair consideravelmente quando o controle de frequência for finalizado. Este efeito terá mais importância e será indesejado quando um parque inteiro mostrar tal comportamento, podendo ser resolvido terminando o controle de frequência em tempos diferentes para cada turbina.

Três conceitos diferentes são apresentados em Erlich e Wilch (2010). No primeiro é utilizado o controle de *pitch* com provisão de capacidade de reserva, operando a turbina com carga parcial. No segundo e no terceiro, a energia cinética armazenada na massa girante da turbina fornece o suporte de frequência por tempo limitado após um distúrbio na rede elétrica.

Um método chamado de algoritmo de reserva de energia é relatado em Muljadi, Singh e Gevorgian (2013), onde o vento é desperdiçado para obtenção do controle. A desvantagem desse algoritmo é que em dias de vento produtivo, é necessário que haja o desperdício e perda de produtividade (utiliza o controle de *pitch* para permitir capacidade de reserva) assim como relatado no método relatado por Erlich e Wilch (2010).

Um método baseado no controle de *pitch* é proposto em Valseira-Naranjo et al. (2009), o qual permite um melhor comportamento da frequência do sistema em caso de mudanças abruptas na carga. O controle proposto permite variar a potência injetada na rede em função da necessidade de estabilidade de frequência do sistema. Este método foi proposto para uma turbina de velocidade fixa.

De forma diferente dos outros autores, um supervisor baseado em lógica fuzzy é proposto por Courtecuisse et al. (2008) para assegurar uma reserva regular primária quando o gerador trabalha abaixo da potência nominal. Este controle não necessita da medição da velocidade do vento, pois controla simultaneamente o torque do gerador e o *pitch* para manter uma reserva primária.

Seguindo a mesma linha, a lógica fuzzy é utilizada em Sa-Ngawong e Ngamroo (2013) no desenvolvimento de um controle adaptativo para o controle de frequência de um sistema ilhado. Neste caso há emulação da inércia provinda da turbina, que é utilizada para reduzir as flutuações de frequência.

O conceito de turbinas eólicas participando em diferentes ações de controle é fortalecido no trabalho de Tarnowski et al. (2010), dando destaque ao fato de que com uma maior penetração da geração eólica nos sistemas elétricos haverá a necessidade da contribuição com serviços antes prestados apenas por hidroelétricas ou usinas térmicas. Em alguns sistemas com interconexões fracas e/ou alta penetração das eólicas, dispor de reserva de potência pode ser mais valioso para o sistema do que a maximização do rendimento da usina eólica.

Até dezembro de 2016 não era previsto nenhum tipo de controle de frequência por parte das usinas eólicas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) em seus procedimentos de rede. Porém na última revisão dos módulos, que aconteceu em dezembro de 2016, estes controles estão previstos, contudo em relação aos serviços ancilares o cenário permanece o mesmo (não participação) (ONS, 2017b).

A maioria dos métodos citados é aplicada em turbinas de velocidade variável em que há uma maior liberdade em implantar controles adicionais e obter uma melhor resposta.

2.4 SÍNTESE BIBLIOGRÁFICA

Na Tabela 2.1 é apresentada uma síntese do levantamento bibliográfico realizado, destacando os principais trabalhos pesquisados e comparando com o trabalho desenvolvido. O símbolo “–” indica que o método referido não apresenta a característica apresentada na tabela, o símbolo “✓” indica que o método apresenta a característica apresentada na tabela.

Tabela 2.1– Revisão bibliográfica sobre métodos de controle do ângulo de passo e controle de frequência

| | Moutis et al. (2009); Muljadi, Singh e Gevorgian (2013); Valsera-Naranjo et al. (2009) | Erlich e Wilch (2010); | Morren et al. (2006) | Courtecuisse et al. (2008); Sangawong e Ngamroo (2013) | ** | Trabalho desenvolvido |
|---|--|------------------------|----------------------|--|----|-----------------------|
| Controle de frequência com auxílio do ângulo de passo | ✓ | – | – | – | – | ✓ |
| Controle de frequência com uso de energia cinética | – | ✓ | ✓ | – | – | – |
| Malhas de controle fuzzy adicionais | – | – | – | ✓ | – | – |
| Participação das plantas eólicas nos serviços ancilares | – | – | – | – | ✓ | ✓ |
| Contribuição no controle de frequência utilizando lógica fuzzy em turbinas de velocidade variável | – | – | – | – | – | ✓ |

Fonte: Produção do próprio autor.

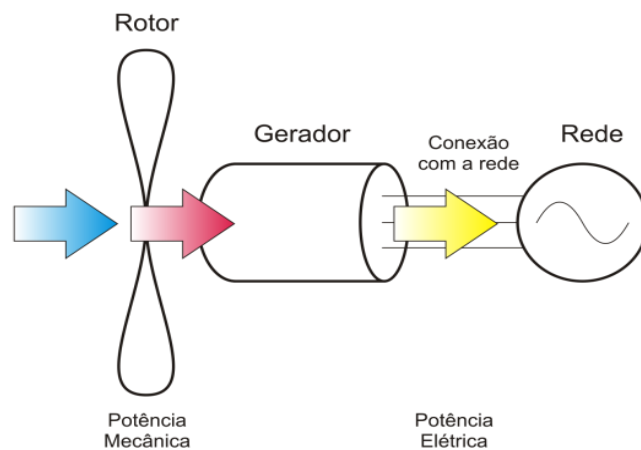
** Göçmen (2015); Holdsworth, Ekanayake e Jenkins (2004); Sørensen, P. E., et al. (2013); Tarnowski et al. (2010); Yingcheng e Nengling (2011).

3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 TURBINAS EÓLICAS

O princípio de funcionamento de uma turbina eólica envolve dois processos de conversão de energia que, de forma geral, são executados: pelo rotor, que converte energia cinética do vento em mecânica e, posteriormente, pelo gerador que converte esta energia em eletricidade alimentando o sistema elétrico. O princípio geral de funcionamento está representado na Fig. 3.1. Embora pareça bastante simples, uma turbina eólica é um sistema complexo, no qual conhecimentos nas áreas como aerodinâmica, mecânica, eletromagnetismo e engenharia de controle são necessários.

Figura 3.1 – Princípio geral de funcionamento de uma turbina eólica.



Fonte: Sloomweg e Kling, (2003b) (Adaptação).

3.1.1 EQUAÇÕES DO MODELO AERODINÂMICO DA TURBINA EÓLICA

As equações do modelo aerodinâmico permitem calcular o valor do conjugado mecânico (ou da potência mecânica) aplicado ao eixo do gerador elétrico, considerando diferentes velocidades do vento e diferentes posições do ângulo de passo das pás. Este modelo depende do tipo de turbina eólica a ser representado (eixo vertical ou horizontal, quantidade de pás, controle de ângulo das pás etc.). O modelo aerodinâmico independe do tipo de gerador elétrico escolhido ou do tipo de controle utilizado nos conversores. Desta forma, ele pode ser estudado utilizando diferentes tipos de geradores elétricos. O trabalho de Sloomweg (2003) define a Equação 3.1 da potência mecânica que pode ser extraída do vento:

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A_r C_p(\lambda, \beta) v_w^3. \quad (3.1)$$

Em que:

P_m = potência mecânica (W).

ρ = densidade do ar (kg/m^3).

A_r = área varrida pelas pás da turbina (m^2).

C_p = coeficiente de potência.

β = ângulo de passo das pás da turbina ($grau$).

v_w = velocidade do vento (m/s).

$\lambda = \frac{\omega_m R}{v_w}$ relação de velocidade.

ω_m = velocidade angular do rotor ($\frac{rad}{s}$).

R = raio do rotor eólico medido da ponta da pá (m).

O coeficiente de potência, C_p , depende do ângulo de passo das pás, β , e da relação linear entre a velocidade do vento e a velocidade da ponta da pá, λ . Tal coeficiente indica a eficiência com que a turbina eólica transforma a energia cinética contida nos ventos em energia mecânica. Segundo o limite de Betz para turbinas de eixo horizontal com três pás, o valor máximo possível é aproximadamente 0,593 (AKHMATOV, 2003). A estrutura das Equações 3.2 e 3.3, foi proposta por Heier (1998). Contudo, os valores das constantes c_1 a c_9 foram ligeiramente modificadas para se adequar à indústria.

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-c_7/\lambda_i} \quad (3.2)$$

Em que

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + c_8 \beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (3.3)$$

Na Tabela 3.1 temos os valores para os coeficientes propostos por Heier, e por Sootweg (para turbinas de velocidade constante e variável).

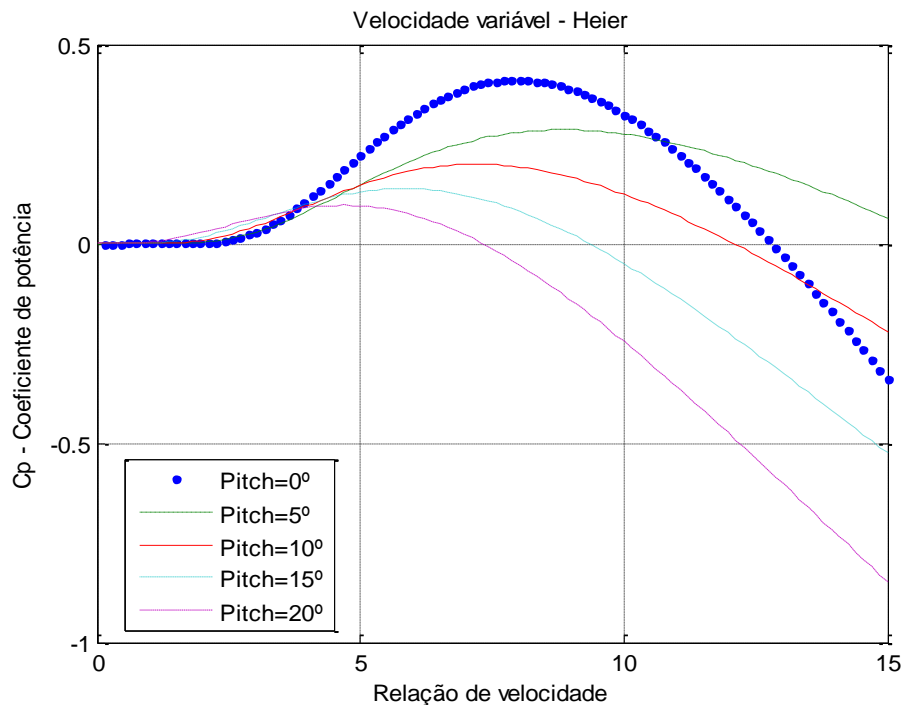
Tabela 3.1 – Coeficientes das equações das curvas de potência.

| Autor | c_1 | c_2 | c_3 | c_4 | c_5 | c_6 | c_7 | c_8 | c_9 |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Heier | 0.5 | 116 | 0.4 | 0 | 0 | 5 | 21 | 0.08 | 0.035 |
| Velocidade constante (Sootweg) | 0.44 | 125 | 0 | 0 | 0 | 6.94 | 16.5 | 0 | -0.002 |
| Velocidade variável (Sootweg) | 0.73 | 151 | 0.58 | 0.002 | 2.14 | 13.2 | 18.4 | 0.02 | -0.003 |

Fonte: Ackerman (2005).

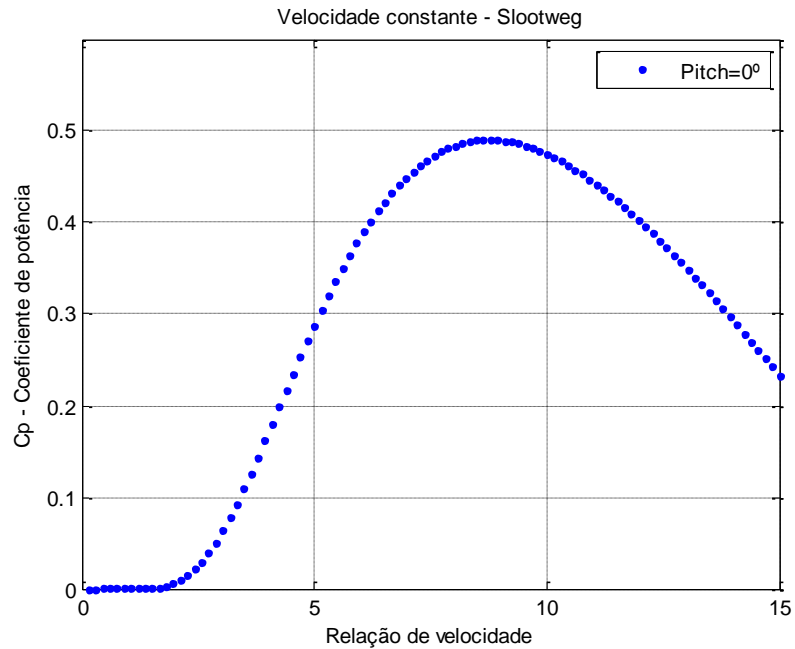
Idealmente a turbina eólica deve operar no C_p máximo na maior parte do tempo, dessa forma obtendo o melhor aproveitamento da potência disponível no vento. A seguir (Fig. 3.2, Fig. 3.3 e Fig. 3.4) são apresentadas curvas geradas a partir das Equações 3.2 e 3.3 para diversos ângulos de passo para os três casos apresentados na Tabela 3.1.

Figura 3.2 – Curva do coeficiente de potência em função da relação de velocidade para turbinas eólicas (Heier).



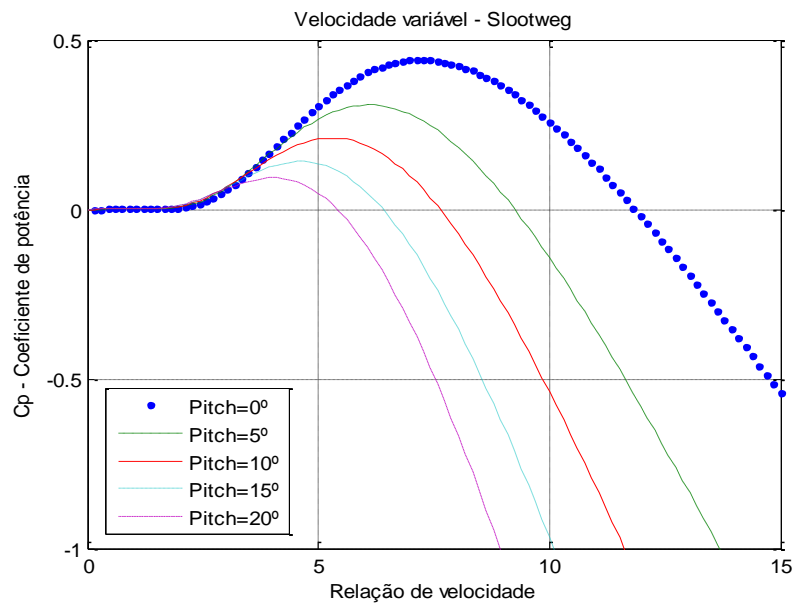
Fonte: Produção do próprio autor com base na Tabela 3.1.

Figura 3.3 – Curvas do coeficiente de potência em função da relação de velocidade para turbinas eólicas (Slootweg – vel. constante).



Fonte: Produção do próprio autor com base na Tabela 3.1.

Figura 3.4 – Curvas do coeficiente de potência em função da relação de velocidade para turbinas eólicas (Slootweg – vel. variável).

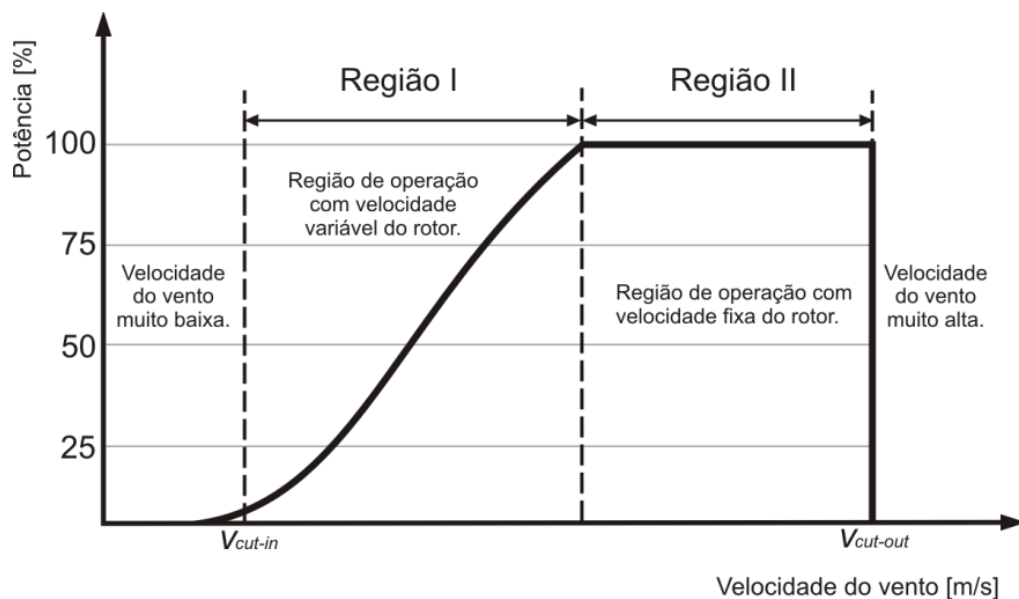


Fonte: Produção do próprio autor com base na Tabela 3.1.

A característica apresentada nas Fig. 3.2 e Fig 3.4 indica que a potência desenvolvida por um rotor eólico é nula ($C_p = 0$) em duas regiões distintas de valores da velocidade específica: quando o rotor está estacionário (ω_m baixo) e quando o rotor está em velocidades muito elevadas, onde a velocidade na ponta da pá é várias vezes maior que a velocidade do vento incidente. Nas demais velocidades o C_p varia de acordo com a Equação 3.2. A máxima eficiência é obtida para um valor ótimo da velocidade específica, pois para apenas um único valor de λ teremos o C_p máximo. Apenas as turbinas de velocidade variável tem capacidade de manter o valor de λ constante.

De forma geral há duas diferentes regiões de operação de uma turbina eólica de velocidade variável, tais regiões estão apresentadas na Fig. 3.5 (SALLES, 2009).

Figura 3.5 – Regiões de operação de uma turbina eólica.



Fonte: Salles (2009) (Adaptação).

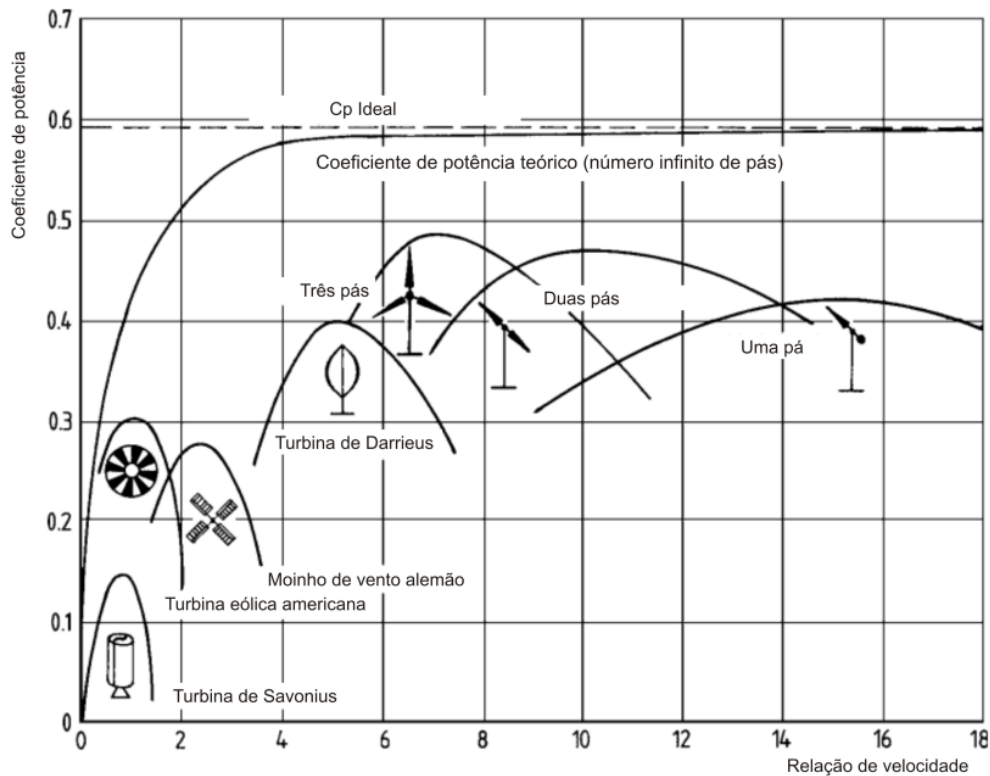
Região I – Esta região tem início quando a velocidade do vento, v_{cut-in} , é suficiente para dar início a geração de potência. Nesta região a potência produzida varia com o cubo da velocidade do vento e o ângulo de passo deve ser definido para o melhor aproveitamento de potência. A relação de velocidade, λ , é mantida em seu valor ótimo.

Região II – Nesta região o rotor permanece com velocidade fixa, variando-se o ângulo de passo para limitar a potência gerada. Mantêm-se a velocidade do gerador constante, através da tensão aplicada no rotor. A velocidade de corte, $v_{cut-out}$, é a máxima velocidade de vento

com a qual a turbina pode operar. Acima dessa velocidade, a turbina deve sair de operação para que sejam evitados danos à turbina e ao sistema a qual está interligada.

Ao longo dos anos muitos foram os modelos de turbinas experimentados, principalmente no que diz respeito à quantidade de pás. Na Fig. 3.6 são apresentados diversos modelos já fabricados, dentre estes destaca-se a turbina eólica de eixo horizontal com três pás, com um melhor desempenho com relação ao C_p máximo. Por este motivo, na atualidade, este tipo de turbina é o mais utilizado.

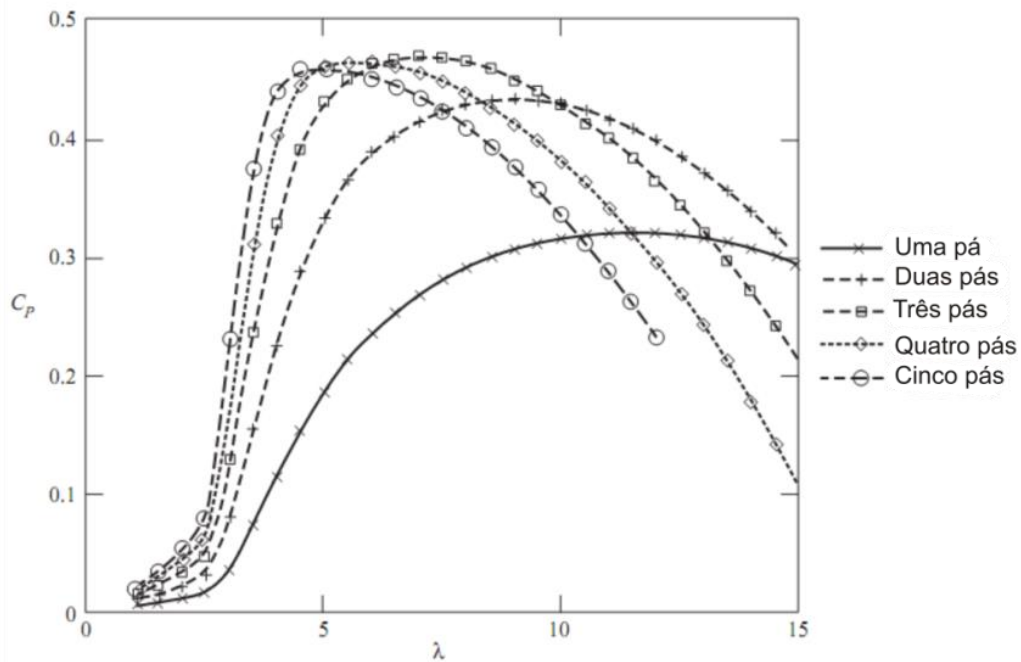
Figura 3.6 – Coeficiente de potência para diferentes configurações de turbinas.



Fonte: Hau (2005) (Adaptação).

De acordo com Burton (2001), um dos aspectos que define a quantidade de pás a serem utilizadas em uma turbina eólica é a solidez, que é definida pela área total das pás dividida pela área varrida por estas. Na Fig. 3.7 estão apresentadas as curvas de coeficiente de potência para diversas configurações de quantidade de pás.

Figura 3.7 – Efeito da mudança da quantidade de pás da turbinas.



Fonte: Burton (2001) (Adaptação).

Observando a Fig. 3.7 são verificados alguns aspectos:

- Baixa solidez produz uma ampla curva significando que o C_p mudará muito pouco em uma ampla faixa de relação de velocidade (λ), mas o coeficiente de potência máximo é baixo porque as forças de arrasto são altas (as perdas de arrasto são aproximadamente proporcionais ao cubo de λ);
- Elevada solidez produz uma curva de desempenho estreita, com um pico agudo, fazendo com que a turbina fique muito sensível a mudanças na relação de velocidade;
- A solidez ótima parece ser alcançada com três pás, mas a configuração com duas pás pode ser uma alternativa aceitável porque, embora o máximo C_p seja um pouco menor, o pico da curva é mais largo o que pode resultar em uma maior faixa de captura de energia.

Teoricamente a melhor escolha seria um número elevado de pás com pequena solidez individual, porém esta configuração resultaria em pás estruturalmente fracas e muito flexíveis. A escolha das turbinas com três pás dá-se por aspectos econômicos, com um coeficiente de potência maior a captação de energia também cresce.

O desenvolvimento de vários conceitos de turbinas eólicas tem sido bastante dinâmico na última década. As principais diferenças nos conceitos são em relação ao projeto elétrico e controles. Assim, os sistemas de conversão de energia eólica podem ser classificados de acordo com o *controle de velocidade* e o *controle de potência*, levando à diferenciação das turbinas pelo sistema de geração (controle de velocidade) e pelo método aplicado para limitar a eficiência aerodinâmica (controle de potência).

O critério de controle de velocidade leva a dois tipos de sistema de conversão de energia: turbinas de velocidade fixa e de velocidade variável. Enquanto a capacidade de controle de potência divide-se em duas categorias: controle por estol aerodinâmico (passivo e ativo) e controle por *pitch*.

3.1.2 CONTROLE DE VELOCIDADE

- **Velocidade fixa**

Turbinas de velocidade fixa foram pioneiras na indústria de turbinas eólicas. Elas são simples, confiáveis e suas partes elétricas têm baixo custo. São diretamente conectadas à rede, fazendo com que o rotor tenha velocidade quase constante, atrelada à frequência da rede, independente da velocidade do vento. Porém, este tipo de turbina transmite fortes variações de potência à rede, quando da ocorrência de variações rápidas da velocidade do vento (AKHMATOV; NIELSEN, 1999).

- **Velocidade variável**

Turbinas de velocidade variável são atualmente as mais utilizadas. Suas vantagens, comparadas às de velocidade fixa, são numerosas. A mais importante delas é o desacoplamento entre o sistema de geração e a frequência da rede, tal característica faz com que as turbinas sejam mais flexíveis em termos de controle e operação ótima. Entretanto, esta vantagem tem um preço, isto é, o uso de conversores de eletrônica de potência, que fazem a interface entre o gerador elétrico e a rede, fazendo assim a operação em velocidade variável possível. Contudo, a alta controlabilidade oferecida pela operação em velocidade variável é uma poderosa vantagem para alcançar níveis mais altos de penetração da energia eólica nos sistemas existentes.

A operação com velocidade variável permite que a velocidade rotacional da turbina seja continuamente adaptada (acelerada ou desacelerada) de maneira que a turbina opera

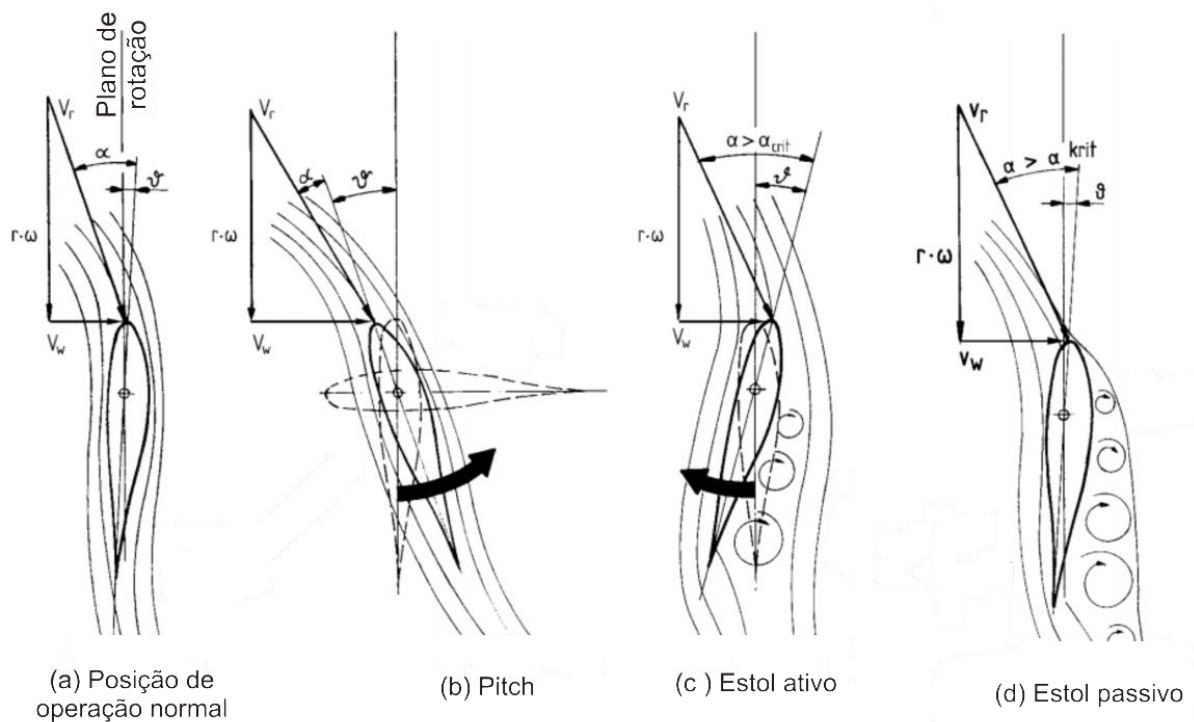
constantemente no seu nível máximo de eficiência aerodinâmica. Enquanto as turbinas de velocidade fixa são desenvolvidas para conseguir a máxima eficiência aerodinâmica em uma única velocidade do vento. Turbinas de velocidade variável conseguem esta máxima eficiência em uma vasta gama de velocidades do vento.

Além disso, a operação em velocidade variável permite o uso de avançados métodos de controle, com diferentes objetivos: redução de esforço mecânico, redução do barulho, aumento da potência capturada etc. (ACKERMAN, 2005).

3.1.3 CONTROLE DE POTÊNCIA

A capacidade de controle de potência, assim como o controle de velocidade, se refere ao desempenho aerodinâmico da turbina eólica, especialmente na limitação da potência de operação. Todas as turbinas têm algum tipo de controle de potência. Na Fig. 3.8 estão apresentados os perfis das pás e como se movimentam de acordo com o método de controle da potência.

Figura 3.8 – Movimentação da pá de acordo com cada tipo de controle.



Fonte: Hau (2005) (Adaptação).

- **Controle por estol passivo (ângulo fixo)**

A forma mais simples de controle de potência dá-se mediante a redução da eficiência aerodinâmica, utilizando o efeito de estol em ventos de alta velocidade, sem mudança nas pás da turbina, isto é, as pás são fixas de acordo com um β (ângulo de passo) pré-definido.

De acordo com o aumento da velocidade do vento, a aerodinâmica do rotor leva-o ao regime de estol “naturalmente”. Inicia-se quando o escoamento do vento, anteriormente laminar em torno do perfil (Fig. 3.8 a), passa a apresentar regiões de turbulência (Fig. 3.8 d). Como consequência, ocorre um aumento de pressão na face posterior da pá, resultando numa redução da potência produzida. O fator chave deste método é o projeto especial do perfil da pá, criando um efeito acentuado de estol em torno da potência nominal sem um comportamento dinâmico inesperado.

As desvantagens deste método de controle de potência são: alta fadiga mecânica causada por rajadas de vento, partida e parada não assistidas (em que não há utilização de motores auxiliares) e variações na máxima potência devido às mudanças na densidade do ar.

- **Controle por estol ativo**

Em grandes turbinas não é possível obter um desempenho satisfatório, cobrindo todas as condições de operação, utilizando apenas o estol passivo (ângulo fixo). A operação com diferentes ângulos de passo é necessária. No controle por estol ativo o ângulo das pás varia negativamente até alcançar a posição de estol passivo, onde passa a atuar como tal (Fig. 3.8 c), também sendo conhecido como controle de *pitch* negativo.

A vantagem deste método é que para uma faixa de velocidades do vento, apenas pequenas excursões de ângulo são necessárias para o controle da potência. Porém, em velocidades maiores, o controle encontra os mesmos problemas do estol passivo. Outra desvantagem é a dificuldade na previsão do comportamento aerodinâmico na posição de estol.

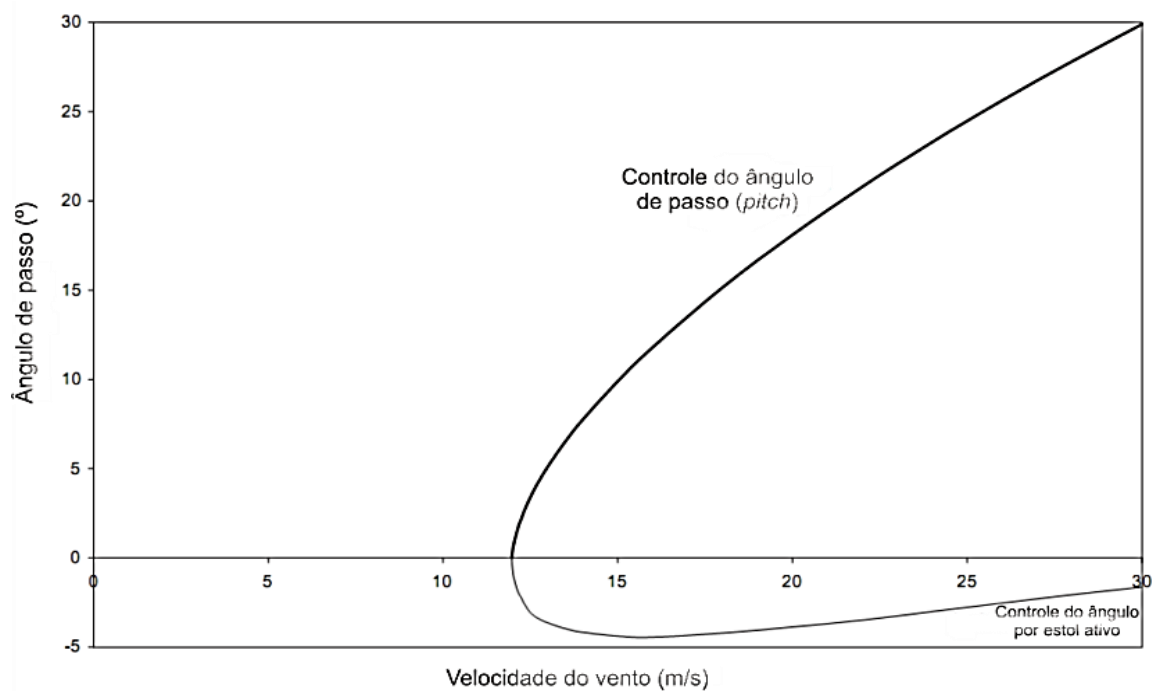
- **Controle de *pitch***

Algumas das deficiências do controle por estol podem ser resolvidas utilizando o controle de *pitch* (Fig. 3.8 b), onde o ângulo varia de acordo com a variação do vento, não tendo regiões de estol. As principais vantagens deste tipo de controle são a boa

execução do controle de potência, partida assistida e auxílio na parada de emergência para redução de potência. Um β (ângulo de passo) de 90° é comumente utilizado para auxiliar a parada da turbina, minimizando a velocidade do rotor quando o freio é aplicado.

Por outro lado, este controle adiciona custos e complexidade ao projeto devido ao mecanismo de passo e ao sistema de controle. Para um melhor entendimento de como o ângulo varia, na Fig. 3.9, são apresentadas curvas genéricas de variação do ângulo de passo nos casos de controle por estol ativo e *pitch*.

Figura 3.9 – Excursão do ângulo no controle de *pitch* e no estol ativo



Fonte: Burton (2001) (Adaptação).

3.1.4 CONTROLE DO ÂNGULO DAS PÁS DA TURBINA

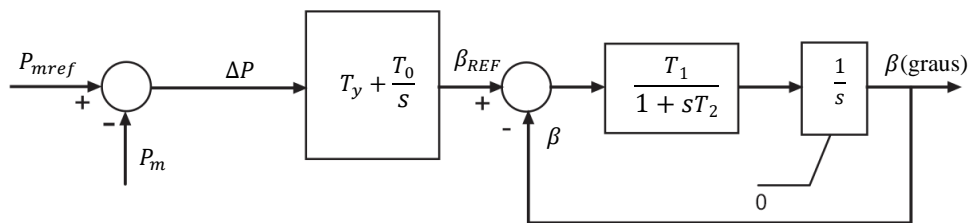
De forma geral, o melhor modo de extrair o máximo da potência do vento é mediante o emprego das turbinas de velocidade variável com controle do ângulo de passo. Os principais objetivos do controle do ângulo das pás da turbina são apresentados a seguir (AKHMATOV, 2002a):

- Otimização da potência de saída das turbinas eólicas, isto é, produzir tanta potência quanto seja possível com o vento disponível.

- Prevenção para que a potência mecânica não exceda a potência nominal em ventos fortes (em velocidades de vento acima da nominal). Também funciona como proteção da estrutura da turbina contra sobrecargas e riscos de danos à sua estrutura física.

Na Fig. 3.10 é apresentado o diagrama de blocos para o controle do ângulo de passo.

Figura 3.10 – Diagrama de blocos para o controle do ângulo de passo com o controle PI.



Fonte: Lopes e Almeida (2004a).

Em que:

P_{mref} – Potência de referência.

P_m – Potência gerada.

ΔP – Erro de potência.

β_{EF} – Variação do ângulo.

T_1 – Ganho do mecanismo de controle do ângulo de passo.

T_2 – Constante de tempo do mecanismo de controle do ângulo de passo.

T_y e T_0 – Ganhos do controlador Proporcional Integral.

Em alguns países, a exemplo da Dinamarca, os códigos de rede exigem que os parques eólicos sejam capazes de reduzir a potência produzida ao nível abaixo de 20% em menos de 2s. Este procedimento é feito para controlar o suprimento de potência do parque eólico e prevenir uma possível sobregeração em situações com ventos fortes e baixo consumo. Isto pode ser alcançado utilizando o controle do ângulo das pás. Em ventos de velocidade alta, a velocidade do rotor deve ser controlada para evitar seu crescimento além do limite controlável (MULJADI; BUTTERFIELD, 2001).

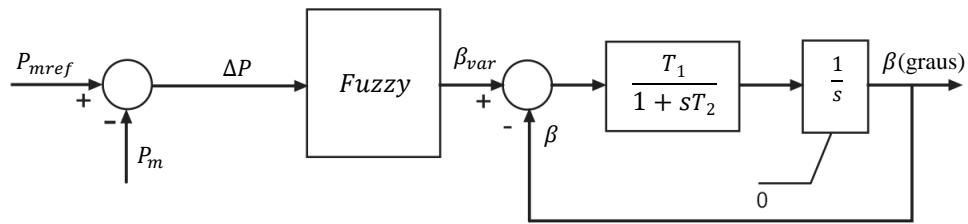
O controle do ângulo das pás também pode ser utilizado para a estabilização dos parques eólicos quando ocorrem faltas na rede (para reduzir o desbalanço entre geração e carga). Portanto, este princípio de controle deve ser levado em consideração em estudos de estabilidade transitória e representado em modelos dinâmicos de turbinas eólicas. Como já mencionado, o controle do ângulo das pás pode ser feito de duas formas (AKHMATOV, 2003):

- Controle de passo (*pitch*): a potência mecânica é reduzida quando o ângulo de passo, β , cresce. Este princípio é aplicado na maioria dos casos, em turbinas de velocidade variável. Turbinas de velocidade fixa podem também utilizar este controle;
- Controle por estol ativo: a potência mecânica é reduzida quando o ângulo de passo decresce. Este tipo de controle é comumente aplicado em turbinas de velocidade fixa.

O mecanismo de controle do ângulo de passo pode ser ativado por componentes hidráulicos ou elétricos. Este mecanismo sofre ação de forças dinâmicas, forças de atrito e momentos inerciais, constituindo um elemento de modelagem relativamente complexa. Geralmente é representado por uma equação dinâmica com uma série de limitadores que restringem a faixa de excursão do ângulo de passo e sua taxa máxima de variação (AKHMATOV, 2003; SLOOTWEG; POLINDER; KLING, 2001b). Esta taxa de variação fica entre 3° e 10° por segundo (dependendo do tamanho da turbina), para condições de operação normal.

No trabalho de dissertação de Macêdo (2012) foi proposta a utilização do erro entre a potência mecânica de referência e a potência mecânica gerada pela turbina como sinal de entrada para o controle, utilizando um controlador fuzzy em substituição ao bloco do controlador PI (Proporcional-Integral) (Fig. 3.11).

Figura 3.11 – Diagrama de blocos para o controle do ângulo de passo com o controle fuzzy.



Fonte: Macêdo (2012).

Em que:

P_{mref} – Potência de referência.

P_m – Potência gerada.

ΔP – Erro de potência.

β_{var} – Variação do ângulo.

T_1 – Ganho do mecanismo de controle do ângulo de passo.

T_2 – Constante de tempo do mecanismo de controle do ângulo de passo.

Em um sistema de controle, o sistema fuzzy geralmente opera em tempo real com o objetivo de encontrar os valores de desempenho ótimo (ou perto do ótimo). O uso das regras fuzzy assegura que o estado de operação do dispositivo permaneça dentro da faixa de operação desejada (COX, 1994).

3.1.5 TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS

Há quatro tipos de turbinas eólicas:

- Turbinas de velocidade fixa;
- Turbinas de velocidade variável limitada;
- Turbina de velocidade variável com conversor parcial de potência;
- Turbina de velocidade variável com conversor pleno de potência

Diferentes ações podem ser desenvolvidas nas usinas eólicas, segundo Tarnowski et al. (2010), são elas:

- Restrição da potência de geração (*derating*);
- Controle da taxa de variação da rampa de potência;

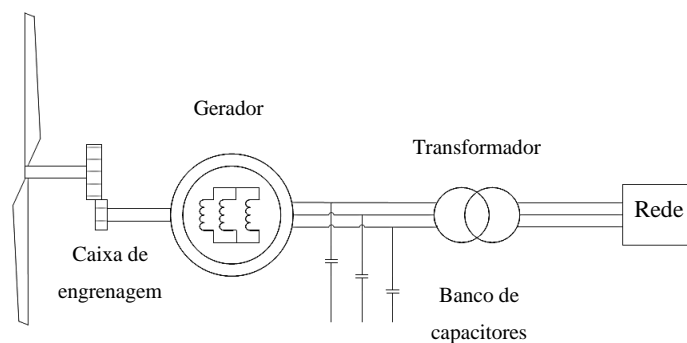
- Reserva de potência girante;
- Resposta de frequência;
- Resposta inercial;
- Controle de potência reativa e fator de potência;
- Controle de tensão;
- *Fault ride-through*.

A seguir são descritos os quatro tipos de geradores eólicos.

- **Tipo 1 – Turbina de velocidade fixa**

Na Fig. 3.12 é apresentado o diagrama esquemático de uma turbina eólica típica de velocidade fixa (Tipo 1). Um gerador de indução do tipo gaiola de esquilo é usado em turbinas deste tipo. Dessa forma o acesso aos terminais do rotor da máquina é impedido, pois estão em curto-circuito.

Figura 3.12 – Diagrama esquemático do gerador eólico do Tipo 1.



Fonte: AEMO (2013) (Adaptação).

As turbinas do Tipo 1 só podem operar dentro de uma curta faixa de velocidade acima da velocidade síncrona, isso requer que as pás da turbina girem a uma velocidade quase constante. O controle de potência ativa acima da velocidade nominal é feito por controle de estol. O controle de passo não é usado para turbinas eólicas tipo 1.

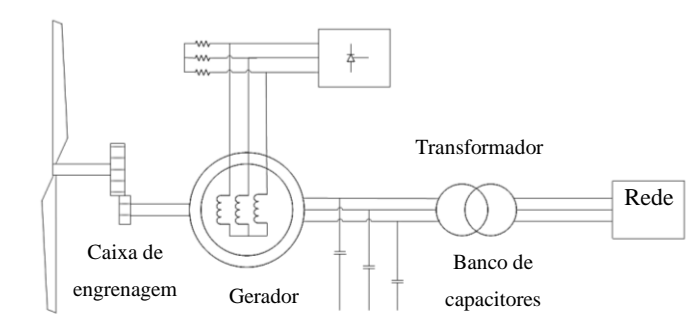
As máquinas de indução simples usadas para turbinas do Tipo 1 necessitam de energia reativa para o seu funcionamento. Para suprir a energia reativa necessária, bancos de capacitores em derivação são instalados nos terminais da armadura da máquina de indução. Neste tipo de turbina não há controles adicionais (com exceção de partida suave durante a energização).

Como resultado de estar diretamente ligada à rede, as variações de velocidade do vento são diretamente traduzidas em flutuações de potência e tensão no ponto de conexão da turbina à rede. Estas turbinas estão praticamente obsoletas, mas ainda são utilizadas, pois seu tempo de vida gira em torno de 20 a 25 anos após a instalação (AEMO, 2013).

- **Tipo 2 – Turbina de velocidade variável limitada**

Na Fig. 3.13 é apresentado o diagrama esquemático de uma turbina eólica típica de velocidade variável limitada (Tipo 2). Um gerador de indução de rotor bobinado é usado neste tipo. Esta construção permite o acesso aos enrolamentos do rotor, permitindo a ligação de uma resistência variável controlada por tiristores ao rotor da máquina.

Figura 3.13 – Diagrama esquemático do gerador eólico do Tipo 2.



Fonte: AEMO (2013) (Adaptação).

Ao ajustar esta resistência variável do rotor, o ponto de operação da máquina pode ser ajustado através da curva torque-velocidade da máquina, o que permite uma operação de velocidade de até 10% acima da velocidade síncrona nominal. A potência ativa pode ser controlada com o controle de passo das pás. Turbinas eólicas do Tipo 2 são geralmente superiores às do Tipo 1, no que diz respeito à conversão de uma determinada quantidade de vento em energia.

No entanto, o desempenho do sistema de alimentação dos dois tipos no ponto de ligação à rede é relativamente semelhante. A exigência de um suporte de potência reativa é semelhante para ambos os tipos de turbina.

Devido à instalação de controles de resistência do rotor da máquina, problemas associados à potência ativa e flutuações de tensão são menos acentuadas em comparação com turbinas eólicas do Tipo 1 (porém, ainda relevantes), mas altos níveis de *flicker* ainda podem

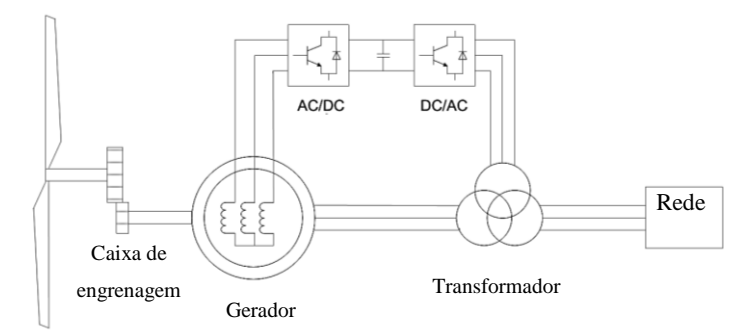
ocorrer, especialmente quando ligado a sistemas de energia fracos com uma relação de curto-circuito baixa.

Assim como as do Tipo 1, estas turbinas estão praticamente obsoletas, mas ainda utilizadas, pois seu tempo de vida gira em torno de 20 a 25 anos após a instalação (AEMO, 2013).

- **Tipo 3 – Turbina de velocidade variável com conversor parcial de potência**

Na Fig. 3.14 é apresentado o diagrama esquemático de uma turbina eólica típica de velocidade variável, também conhecida como *Doubly-Fed Induction Generator (DFIG)* ou Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA). Um gerador de indução de rotor bobinado é utilizado nesta configuração.

Figura 3.14 – Diagrama esquemático do gerador eólico do Tipo 3.



Fonte: AEMO (2013) (Adaptação).

Turbinas eólicas do Tipo 3 têm uma conexão entre os enrolamentos do rotor da máquina e do sistema de potência através de um conversor de tensão *back-to-back*. A principal diferença entre turbinas do Tipo 2 e 3 é a substituição da resistência variável utilizada no Tipo 2 pelo conversor *back-to-back* no Tipo 3. Desta forma é incorporada a capacidade de gerar e consumir energia ativa e reativa de uma forma controlada. Este conversor permite o controle independente de energia ativa e reativa pela turbina eólica. Também elimina a necessidade de equipamento de compensação reativa como instalado nos terminais de Tipo 1 e 2. Este tipo de arranjo permite fluxo bidirecional de potência ativa através do conversor para operar tanto acima como abaixo da velocidade síncrona da máquina.

Acima da velocidade síncrona, o conversor injeta potência ativa na rede, enquanto que abaixo da velocidade síncrona a potência é consumida pelo rotor a partir da rede. A faixa de velocidade de operação depende da capacidade do conversor *back-to-back* com relação às configurações do gerador.

Outra vantagem das turbinas do Tipo 3 é que o trem de acionamento mecânico é dissociado do sistema elétrico por causa do conversor. Isto significa que as variações na máquina não têm um grande impacto sobre a rede, resultando em níveis reduzidos de *flicker*.

O controle de potência reativa é regulado pelo conversor eletrônico de potência do rotor. Para o controle de potência ativa é usada uma combinação dos controles de passo das pás (*pitch*) e do controle do conversor.

O conversor de potência é dividido em dois “lados”: lado da máquina e lado da rede, tendo uma ligação de corrente contínua, *Direct Current* (DC), entre eles. Na maioria das instalações o controle de potência ativa e reativa é tratado pelo conversor do lado da máquina, com o papel do conversor do lado da rede sendo de manter uma tensão no *link* DC constante. O conversor do lado da rede normalmente opera com fator de potência unitário, sem troca de potência reativa.

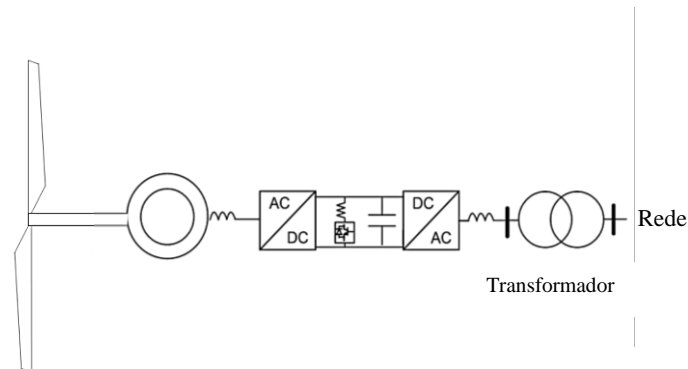
Os sistemas de controle das turbinas do tipo Tipo 3 são significativamente mais complexos do que os controles dos Tipos 1 e 2. O controle da turbina durante condições de falta na rede é geralmente tratado com o uso de resistores de frenagem conhecidos como *crowbar*, onde há a dissipação de energia. O bloqueio temporário do conversor do rotor pode ser utilizado como uma estratégia separada ou em conjunto com a utilização de resistências de frenagem. Nos terminais da turbina não há nenhum equipamento de compensação reativa instalado, mas em conformidade com os requisitos técnicos, às vezes, é requerida a utilização do parque eólico no suporte de reativos da rede onde o parque está instalado.

Uma desvantagem conhecida da turbina do Tipo 3 é a utilização de anéis coletores e escovas para ligar o rotor com o seu conversor, resultando em requisitos de manutenção mais elevados em comparação com as máquinas de indução simples tipo gaiola de esquilo. No entanto, isto não afeta a capacidade de desempenho destas turbinas na rede (AEMO, 2013).

- **Tipo 4 – Turbina de velocidade variável com conversor pleno de potência**

Na Fig. 3.15 é apresentado o diagrama esquemático de uma turbina eólica típica de velocidade variável com conversor completo (Tipo 4), também conhecida como *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG), ou Gerador Síncrono a Ímã Permanente.

Figura 3.15 – Diagrama esquemático do gerador eólico do Tipo 4.



Fonte: AEMO (2013) (Adaptação).

Neste caso o conversor *back-to-back* tem a mesma capacidade do gerador, e o gerador não tem ligação direta com o sistema de energia. Isso permite a operação do gerador em qualquer velocidade, de zero à máxima velocidade permitida, e fornece uma ampla faixa de capacidade de potência reativa em comparação com a turbina eólica do Tipo 3.

Devido à capacidade dos conversores completos de potência, as turbinas do Tipo 4 têm desempenho ligeiramente mais elevado do que o Tipo 3. São também mais caras, devido à necessidade de um conversor de potência nominal maior para o mesmo tamanho de gerador.

Uma das vantagens da turbina eólica do Tipo 4 é que a rede elétrica e o gerador são completamente dissociados, ao contrário de máquinas do Tipo 3, em que há um acoplamento flexível entre o gerador e a rede através dos enrolamentos do estator. O controle da potência ativa e reativa é completamente determinado pelo conversor, e pode ser realizado ainda mais rápido do que em turbinas do Tipo 3. O impacto ocasionado no gerador por distúrbios de tensão e frequência na rede elétrica são desprezíveis.

A maioria das turbinas eólicas comerciais do Tipo 4 usam um resistor (*chopper*) em paralelo com o capacitor do *link* DC dentro do conversor, como mostrado na Fig 3.15. Este resistor pode dissipar qualquer excesso de energia causada por desequilíbrios temporários na

energia elétrica e mecânica durante condições de falta na rede, quando do lado da rede a potência ativa pode precisar temporariamente cair para perto de zero (AEMO, 2013).

Devido à sua ampla gama de velocidade de funcionamento, turbinas do Tipo 4 podem proporcionar uma melhor eficiência de conversão de energia eólica, e estão se tornando mais populares no mundo.

Na Tabela 3.2 são apresentados os quatro tipos de turbinas e alguns modelos e seus respectivos fabricantes.

Tabela 3.2 – Lista de alguns fabricantes e seus tipos de turbinas.

| Tipo 1 | Tipo 2 | Tipo 3 | Tipo 4 |
|-------------------------------|------------------------------|----------------------------------|--|
| Vestas NM64 1,5 MW | Suzlon S88 2,1 MW | Acciona AW1500 1,5 MW | Gamesa G10X4,5 MW |
| Vestas NM82 1,65 MW | Vestas V66 1,75 MW | Vestas V80 2,0 MW | Vestas V90 2,0 MW, V100 2,0 MW |
| | | Alston ECO 100 3,0 MW | GoldWind - Impsa GW82 1,5 MW |
| | | Gamesa G9X 2,0MW | Siemens SWT 82/93/101/108/113 2,3 MW |
| | | GE 1,5 MW, 1,6 MW, 1,7 | |

Fonte: AEMO (2013).

Dessa forma segundo AEMO (2013) temos a seguinte comparação, Tabela. 3.3:

Tabela 3.3 – Comparação geral dos vários tipos de turbina.

| Turbina eólica | Tipo 1 | Tipo 2 | Tipo 3 | Tipo 4 |
|---|--------|--------|--------|--------|
| Variação de Velocidade | * | ** | *** | ***** |
| Variação de potência | ** | ** | **** | **** |
| Capacidade de geração de potência reativa | * | * | *** | **** |
| Custo inicial | ***** | **** | *** | ** |
| Custo de manutenção | ***** | *** | *** | **** |
| Capacidade de suporte da rede | * | * | *** | **** |
| Velocidade de resposta | * | * | *** | ***** |

Fonte: AEMO (2013) (Adaptação).

Legenda:

| | | | |
|---------------------|-------|------------------|----|
| Excelente (Verde) | ***** | Moderado (Cinza) | ** |
| Muito Bom (Amarelo) | **** | Ruim (Vermelho) | * |
| Bom (Azul) | *** | | |

3.2 SISTEMAS FUZZY

A teoria de conjuntos fuzzy foi apresentada em 1965 por Lotfi A. Zadeh, professor no departamento de engenharia elétrica e ciências da computação da Universidade da Califórnia, em Berkeley, quando ele trabalhava com problemas de classificações de conjuntos que não possuíam fronteiras bem definidas (ou seja, a transição entre os conjuntos é suave e não abrupta). O termo fuzzy significa nebuloso, difuso, e se refere ao fato de em muitos casos, não conhecermos completamente os sistemas que estamos analisando.

A lógica fuzzy tem por essência gerar valores de saída sem a necessidade de entradas precisas. A teoria fuzzy fornece um método de traduzir expressões verbais vagas, imprecisas e qualitativas comuns na comunicação humana, em valores numéricos (SIMÕES; SHAW, 2007). Tem como principal vantagem não necessitar de uma descrição analítica do sistema a ser controlado.

Os controladores fuzzy têm despertado interesse cada vez maior nos últimos anos. A aplicação em escala mais ampla teve início no Japão em meados da década de 1980. Podem ser citados alguns produtos que usam a lógica fuzzy: lavadoras de prato, aspiradores de pó, câmeras de vídeo, máquinas de lavar roupa, controle de velocidade de trens de metrô, ar condicionado, modelos para previsão meteorológica, etc.

3.2.1 CONJUNTOS FUZZY E FUNÇÕES DE PERTINÊNCIA

Os conjuntos fuzzy são conjuntos que não possuem fronteiras bem definidas e que foram definidos devido ao fato de os conjuntos clássicos apresentarem limitações para lidar com problemas onde as transições de uma classe para outra acontecem de forma suave.

Sua definição, propriedades e operações são obtidas da generalização da teoria de conjuntos clássica, recaindo esta em um caso particular da teoria de conjuntos fuzzy. A teoria de conjuntos clássica está baseada na função característica clássica, dada pela Equação 3.4:

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 1 & \text{se } x \in A \\ 0 & \text{se } x \notin A \end{cases} \quad (3.4)$$

A pertinência de um elemento x em um conjunto A é dada por $x \in A$. A função apresentada em (3.4) é chamada de função de pertinência, cujo valor indica se o elemento x pertence ou não ao conjunto A (ORTEGA, 2001).

Em se tratando de lógica fuzzy, um elemento pode ser parcialmente membro de um conjunto, indicado por um valor dentro de um intervalo numérico. O “quanto” que um dado elemento x pertence a um conjunto A é chamado de grau de pertinência, sendo representado pela sua respectiva função de pertinência.

A função de pertinência tem todos os valores dentro do intervalo $[0,1]$, esta é a principal propriedade da lógica fuzzy. Portanto, quanto mais próximo seja $\mu_A(x)$ de 1, mais x pertencerá a A . Considerando A um subconjunto de U (conjunto universo), A é caracterizado por um conjunto de pares ordenados dados pela Equação 3.5:

$$A = \{(x, \mu_A(x)), x \in U\} \quad (3.5)$$

A função de pertinência fornece o grau de relacionamento do elemento, e não apenas a relação pertence e não pertence. O elemento x pertencerá ao subconjunto A com um grau de pertinência que é um valor no intervalo $[0,1]$.

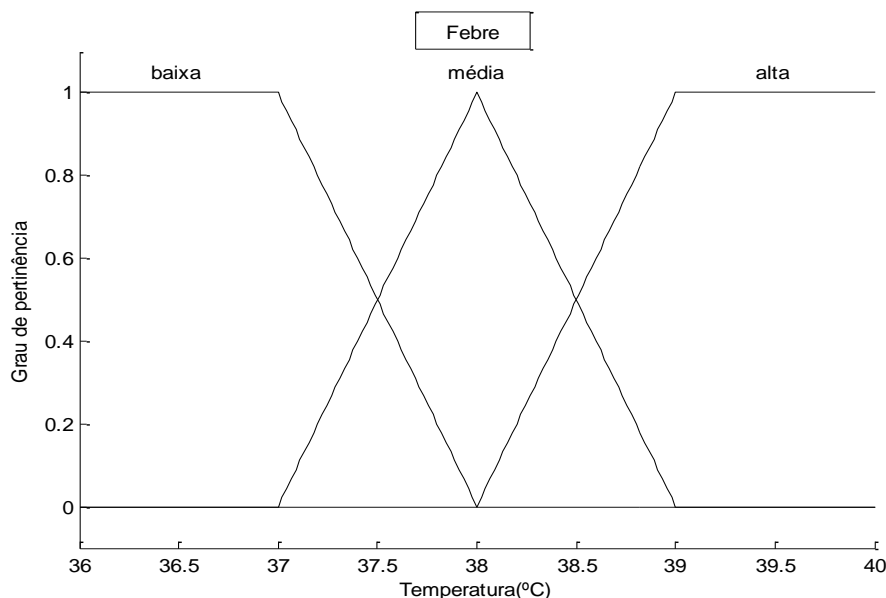
Também conhecidas como função de relacionamento, as funções de pertinência podem ser caracterizadas de várias formas como: linear por partes (trapezoidal ou triangular), quadrática, gaussiana etc.

Nos problemas de engenharia a representação convencional é a trapezoidal e a triangular. A trapezoidal geralmente mapeia as funções de pertinência nos extremos, enquanto as triangulares mapeiam as outras variáveis em pequenas, mas bem definidas regiões. A ideia é capturar a natureza linguística de cada sub-região, quando nos movimentamos da esquerda para a direita através do domínio, a compatibilidade com a região fuzzy aumenta até alcançar a unidade; após isto começa a decair até o zero. Todo conjunto fuzzy tem que ser normal, isto é, pelo menos uma função de pertinência com valor um e pelo menos uma com valor zero (Cox, 1994).

As funções lineares por partes são as mais utilizadas devido a sua simplicidade e ao fato de que o custo computacional adicional exigido pelos outros tipos de funções não

refletem, em geral, em uma melhoria significativa na qualidade dos valores de saída dos sistemas (ORTEGA, 2001). Na Fig. 3.16 é apresentado um exemplo de funções de pertinência onde foram utilizadas as formas triangular e trapezoidal.

Figura 3.16 – Exemplo de variável linguística e funções de pertinência



Fonte: Ortega (2001).

Representando cada uma das funções de pertinência temos as *variáveis linguísticas*, em que cada termo tem a ele associado um conjunto fuzzy que o caracteriza. Por exemplo, a temperatura do corpo de uma pessoa que está com febre pode ser uma variável linguística com valores: baixa, média e alta. Note que, na formulação clássica, os termos linguísticos atribuídos para Febre são: presente e ausente.

Os termos linguísticos são usados para expressar conceitos e conhecimentos na comunicação humana, e em muitas áreas eles são a forma mais importante (quando não a única) de quantificar os dados ou informações. Eles fornecem uma maneira sistemática para caracterização aproximada de fenômenos complexos ou mal definidos (ALMEIDA, 2009).

Um conjunto fuzzy é caracterizado por uma função de pertinência, e o grau de pertinência pode ser considerado como uma medida que expressa a possibilidade de que um dado elemento seja membro de um conjunto fuzzy. As funções de pertinência podem ser obtidas das seguintes formas (ROSS, 2010):

- Intuição;

- Inferência;
- Redes neurais;
- Algoritmos genéticos;
- Raciocínio indutivo.

Neste trabalho, os métodos utilizados foram a intuição e a inferência, onde a análise do problema foi feita a partir do conhecimento prévio de como o controle de *pitch* atua.

3.2.2 OPERAÇÕES ENTRE CONJUNTOS FUZZY

Assim como em um conjunto tradicional, um conjunto fuzzy é completamente caracterizado por seu vetor de pertinência (vetor que contém os graus de pertinência), exceto que os graus de pertinência individualmente são multivalentes dentro do intervalo numérico $[0,1]$. Os graus de pertinência podem ser considerados como medidas que expressam a possibilidade de um dado elemento ser membro de um conjunto fuzzy. Assim, um vetor de pertinência também pode ser chamado por vetor de possibilidade ou de distribuição de possibilidade (SIMÕES; SHAW, 2007).

- **União entre conjuntos fuzzy**

Seja E o universo de discurso, $x \in E$, $M = [0,1]$ e os conjuntos fuzzy $A \subset E$, $B \subset E$. A união $A \cup B$ é o menor subconjunto do universo de discurso E , que inclui ambos os conjuntos fuzzy A e B . A união é o contorno que inclui ambos os conjuntos fuzzy, e, portanto, é sempre maior que qualquer um dos conjuntos individuais A e B . Então, o vetor de pertinência de união é calculado dos valores individuais de A e B , como visto na Equação (3.6) (SIMÕES; SHAW, 2007):

$$\mu_{A \cup B}(x) = \max[\mu_A(x), \mu_B(x)] \quad (3.6)$$

- **Intersecção entre conjuntos fuzzy**

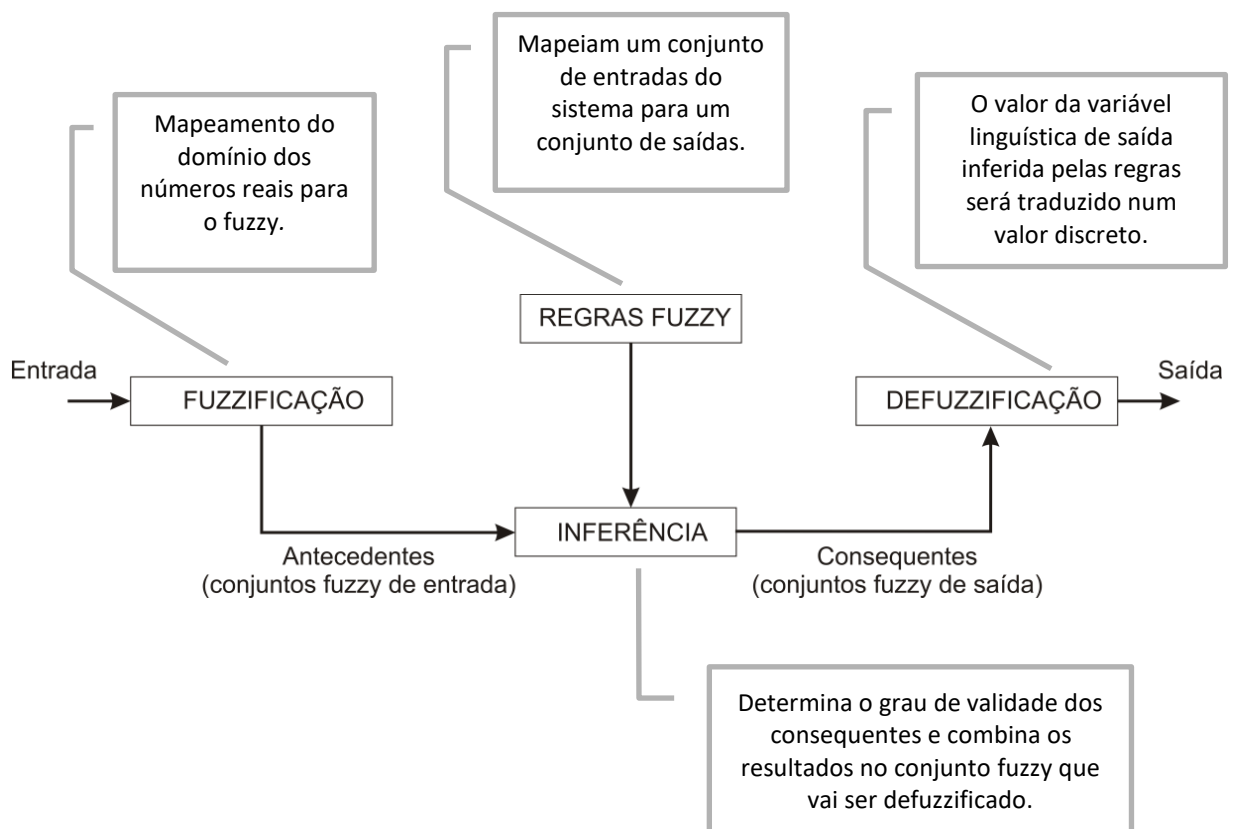
Seja E o universo de discurso, $x \in E$, $M = [0,1]$ e os conjuntos fuzzy $A \subset E$, $B \subset E$, então a intersecção $A \cap B$ é o maior subconjunto do universo de discurso E , o qual é ao mesmo tempo parte de A e também parte de B . A intersecção é a parte comum dos conjuntos A e B e, como resultado, é sempre menor que qualquer um dos conjuntos individuais A e B . Por esta razão o vetor de pertinência da intersecção $A \cap B$ pode ser calculado dos valores individuais, de A e B , como visto na Equação (3.7):

$$\mu_{A \cap B}(x) = \min[\mu_A(x), \mu_B(x)] \quad (3.7)$$

3.2.3 CONSTRUÇÃO DE UM SISTEMA FUZZY

A construção de um sistema fuzzy passa pelo processo apresentado na Fig. 3.17. Inicialmente, há a fuzzificação do espaço de entrada, feito com o uso de funções de pertinência. A etapa do procedimento de inferência é feita mediante a consulta das regras fuzzy, combinando graus de pertinência para formar as variáveis de saída. A última etapa é a defuzzificação, que também faz uso de funções de pertinência para obter a variável de saída.

Figura 3.17 – Estrutura básica de um sistema fuzzy



Fonte: Wang (1997) (Adaptação).

- **Fuzzificação**

A fuzzificação consiste em um mapeamento do domínio dos números reais para o domínio fuzzy. Calcula-se um valor para representar o grau de pertinência de um espaço de entrada em um ou mais conjuntos fuzzy. A etapa de fuzzificação faz a tradução dos termos linguísticos, ou seja, transforma valores qualitativos em quantitativos.

- **Regras fuzzy**

As regras fuzzy descrevem situações específicas que podem ser submetidas à análise e cuja inferência nos conduz a algum resultado desejado. A inferência baseada em regras fuzzy pode também ser compreendida como um funcional, que mapeia um conjunto de entradas do sistema para um conjunto de saídas. Um conjunto de regras é capaz de descrever um sistema em suas várias possibilidades. Cada regra fuzzy é composta por uma parte antecedente (a parte *Se*) e uma parte consequente (a parte *Então*), resultando em uma estrutura do tipo:

Se {antecedentes} Então {consequentes}.

Os antecedentes e consequentes são definidos por meio de funções de pertinência. Os antecedentes definem uma região fuzzy no espaço das variáveis de entrada do sistema. Os consequentes descrevem uma região no espaço das variáveis de saída do sistema, qual seja a sua conclusão/ação.

Uma vez construído o conjunto de regras fuzzy, faz-se necessário o uso de uma “máquina de inferência” para extrair dela a resposta final. A inferência mais comum e amplamente utilizada no controle de sistemas é o Método de Mamdani (utiliza variáveis linguísticas). As regras são processadas em paralelo, ou seja, todas as regras (consequentes) são consideradas ao mesmo tempo, e ao final, obtemos uma resposta que pode ser tanto um valor numérico clássico, quanto um conjunto fuzzy, a depender do tipo de consequente utilizado. Dependendo da utilização da variável de saída, teremos que acrescentar a etapa de defuzzificação, por exemplo, se a saída do sistema for um conjunto fuzzy e a saída desejada for um número real.

- **Inferência**

Uma vez obtidas as regras, o passo seguinte é a inferência que conforme Simões e Shaw (2007), consiste em:

- Agregação: responsável pela avaliação da porção SE de cada regra, através do operador “AND”, o qual fornece o menor dos dois valores de pertinência (μ) que indica o grau de adequação de cada regra ao estado atual do sistema;
- Composição: responsável pela ponderação das diferentes conclusões das regras analisadas, através do operador “OR”, o qual fornece o maior dos resultados.

A inferência determina o grau de validade dos consequentes das regras e combina os resultados no conjunto fuzzy que vai ser utilizado na etapa de defuzzificação. Os métodos mais comuns para determinação desse grau são: a inferência *max-min* e a inferência *max-prod*, as quais são representadas pelas Equações (3.8-3.9) (ALMEIDA, 2009):

$$\text{max-min:} \quad f(i) = \max_k [\min(A(i), B(i))] \quad (3.8)$$

$$\text{max-prod:} \quad f(i) = \max_k [A(i) * B(i)] \quad (3.9)$$

Em que:

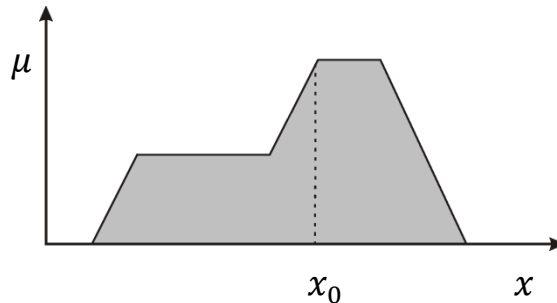
- i representa os valores de entrada;
- k representa o número de regras fuzzy disparadas pela entrada i ;
- $A(i)$ e $B(i)$ são os valores de i dentro da função de relacionamento dos conjuntos fuzzy A e B , respectivamente;
- A função *min* é a intersecção das funções de saída obtidas por $A(i)$ e $B(i)$;
- A função \max_k é a união das saídas produzidas pelas k regras disparadas por i .
- **Defuzzificação**

Na defuzzificação o valor da variável linguística de saída inferida pelas regras fuzzy será traduzido num valor discreto. Portanto, a defuzzificação é uma transformação inversa que traduz a saída do domínio fuzzy para o domínio discreto. Há diversas técnicas de defuzzificação e entre as mais utilizadas estão: Centro da área (*C-o-A*), Centro do máximo (*C-o-M*) e Média-do-máximo (*M-o-M*).

Neste trabalho é proposto o uso do método *Centro da área* (Fig. 3.18), pois é recomendado para quando se deseja um sinal de saída mais suave e todas as funções de pertinência utilizadas se sobrepõem. Neste método, também chamado de *Centro de gravidade*, é calculado o centroide da área composta que representa o termo de saída fuzzy. O

procedimento é similar ao usado para calcular o centro de gravidade em física, se for considerada a função de pertinência $\mu_A(x)$ como a densidade de massa de x .

Figura 3.18 – Exemplo do método de defuzzificação C-o-A.



Fonte: Ortega (2001).

3.3 ESTABILIDADE DE UM SISTEMA FUZZY

O controlador fuzzy baseado em regras, como o utilizado neste trabalho, não pode ser expresso em termos matemáticos, o que faz com que uma solução analítica seja impossível.

Um sistema em malha fechada é estável se ele se mantém em um ponto de equilíbrio depois de uma perturbação (interna ou externa). Se o ganho do sistema não for grande de forma a manter uma oscilação sustentada, ou se o desvio de fase não for grande o suficiente para que o sinal de realimentação esteja fora de fase com o sinal de entrada, então ocorre instabilidade. As condições limites de estabilidade do sistema em malha fechada são em geral expressas em termos do ganho de malha e do ganho de fase como segue (SIMÕES; SHAW, 2007):

$$K_{malha} \leq 1,$$

$$\varphi_{malha} \leq -180^\circ.$$

Em que K_{malha} é o ganho de malha e φ_{malha} é o ganho de fase.

O atraso entre a entrada e a saída (tempo morto do sistema) é o fator que mais contribui para o atraso de fase na malha e, portanto, as plantas e processos industriais que tem um tempo morto de valor considerável são as mais susceptíveis à instabilidade.

O controlador fuzzy por si só não contém memória, ou seja, capacidade de armazenagem (que gera atraso no sistema), representando uma não-linearidade estática. Dessa forma, um controlador fuzzy contribui para o ganho do sistema sem acrescentar atrasos.

O fato que, em geral, os controladores fuzzy não têm memória interna pode ser facilmente visto da regra composicional de inferência (Equações 3.8 e 3.9), em que todas as saídas estimadas são geradas de componentes de entrada que estão instantaneamente disponíveis na entrada do estimador fuzzy (SIMÕES; SHAW, 2007).

3.4 SIMULAÇÃO EM TEMPO REAL

Tradicionalmente, simulações de fenômenos transitórios que ocorrem nos sistemas de potência têm sido executadas em simuladores digitais que não operam em tempo real. A simulação em tempo real de um evento em um sistema de potência significa que, se o evento dura um segundo, este deve ser simulado em um segundo (SANKARAYOGI, 2008).

A análise do comportamento de sistemas elétricos e de dispositivos de controle em tempo real costumava ser feita majoritariamente por dispositivos analógicos por meio de modelos de sistemas elétricos em miniatura, conhecidos como Analisadores de Rede ou *Transient Network Analysers* (TNA). Com o avanço da tecnologia computacional e o auxílio de dispositivos cada vez mais eficazes para o processamento digital, a implementação de algoritmos para solução digital de transitórios em tempo real tornou-se viável e equipamentos para simulação digital em tempo real foram desenvolvidos, a exemplo do RTDS[®].

O primeiro simulador digital em tempo real foi desenvolvido pela RTDS[®] Technologies em 1991. O Simulador Digital em Tempo Real (RTDS[®]) é uma combinação de *software* e *hardware* desenvolvidos especificamente para a solução de transitórios em sistemas de potência.

O RTDS[®] é adequado para análise de características dinâmicas porque pode interagir com dispositivos de *hardware* que forneçam dados reais, o que não é possível fazer com outros *softwares* de simulação como o *Power Systems Computer Aided Design/Electromagnetic Transients including DC* (PSCAD/EMTDC), Matlab[®]/Simulink, etc. O RTDS[®] é uma ferramenta eficaz na execução de análises transitórias e dinâmicas de parques eólicos e outras fontes renováveis de energia, devido aos seus cálculos em tempo real

e a capacidade de receber sinais reais de *hardwares* externos (SATTAR; AL-DURRA; MUYEEN, 2011).

É fato que simulações computacionais são mais flexíveis que trabalhar com um sistema real. Mas simulações computacionais são baseadas em modelos, que não são totalmente confiáveis. O RTDS[®] oferece a possibilidade de combinar ambas as vantagens, possibilitando a integração de componentes de *hardware* em simulações de sistemas de potência em tempo real. Portanto, é uma ferramenta valiosa para estudos de fontes renováveis de energia inseridas no sistema elétrico. Os sinais provenientes da velocidade do vento e da energia do sol podem ser ligados ao RTDS[®] sem a necessidade de assumir simplificações (van VLIET, 2005).

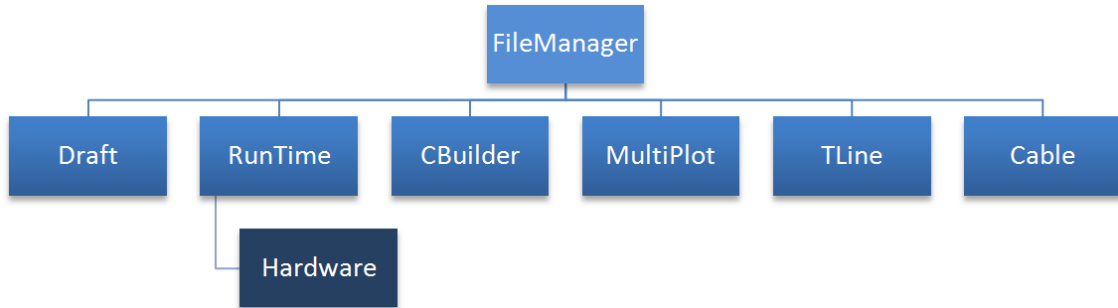
O RTDS[®] se caracteriza como uma poderosa ferramenta com capacidade de modelar o sistema elétrico de potência de forma realista e propiciar maior flexibilidade e confiabilidade às simulações digitais. O RTDS[®] *Simulator Software* (RSCAD), que compõe o simulador em tempo real RTDS[®], permite ao usuário criar e incorporar seus próprios modelos e algoritmos às simulações digitais em tempo real, de forma que esses novos modelos possam interagir com os modelos já existentes.

O RSCAD é um pacote de *software* desenvolvido para permitir a interação do usuário com o RTDS[®]. Utilizando o RSCAD, o usuário pode construir e elaborar circuitos e componentes do sistema, podendo assim visualizá-los, analisar e armazenar os resultados das simulações. Ou seja, por meio do RSCAD, o usuário realiza todas as etapas da simulação.

O RSCAD é dividido em módulos que se destinam a funcionalidades distintas. Os principais módulos utilizados foram o *Draft*, que possibilita a construção gráfica do sistema elétrico a ser simulado, onde a montagem é feita conectando-se os componentes fornecidos pelas bibliotecas do *software* e os parâmetros relativos a cada componente, que podem ser editados por meio de menus. E o módulo *Component Builder* (CBuilder), o qual se constitui como um ambiente de criação de novos componentes de controle e do sistema elétrico, mediante a implementação por meio da linguagem de programação C, de modelos e algoritmos desenvolvidos pelo usuário. A Fig. 3.19 apresenta a relação entre essas ferramentas.

O módulo *FileManager* faz a interface entre o usuário e os diversos módulos de construção do sistema simulado (*Draft*, *RunTime*, *Cbuilder*, *MultiPlot*, *TLine*, *Cable*). O módulo *RunTime* faz a integração com o *hardware* (rack de simulação) do RTDS[®].

Figura 3.19 – Relação entre os componentes do RSCAD



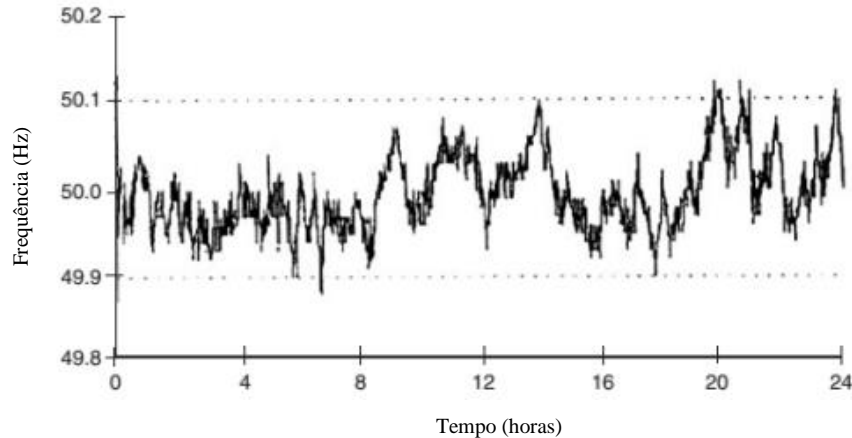
Fonte: Produção do próprio autor.

O RTDS[®] possui o modelo da turbina eólica, porém os modelos dos controles mais complexos não estão disponíveis. Este fato leva o usuário a ter que desenvolver seu próprio controle por meio do CBuilder.

3.5 CONTROLE DE FREQUÊNCIA NOS SERVIÇOS ANCILARES

A frequência de um sistema de energia pode ser considerada uma medida do equilíbrio ou desequilíbrio entre produção e consumo no sistema de potência. Com frequência nominal (por exemplo, 50 Hz ou 60 Hz), produção e consumo, incluindo as perdas na transmissão e distribuição, estão em equilíbrio. Se a frequência é inferior à nominal, indica um possível consumo de energia elétrica maior do que a produção. Se a frequência é superior à nominal, possivelmente consumo de energia elétrica é menor do que a produção. Quanto melhor for o equilíbrio entre produção e consumo, menos a frequência desviará de seu valor nominal. Em Ackermann (2005) o exemplo de um sistema de potência (Nordic) é dado. Neste sistema a frequência pode variar entre 49,9 Hz e 50,1 Hz. Na Fig. 3.20 é apresentado um exemplo de variações normais de frequência neste sistema durante 24 horas.

Figura 3.20 – Variação da frequência em um sistema durante o dia.

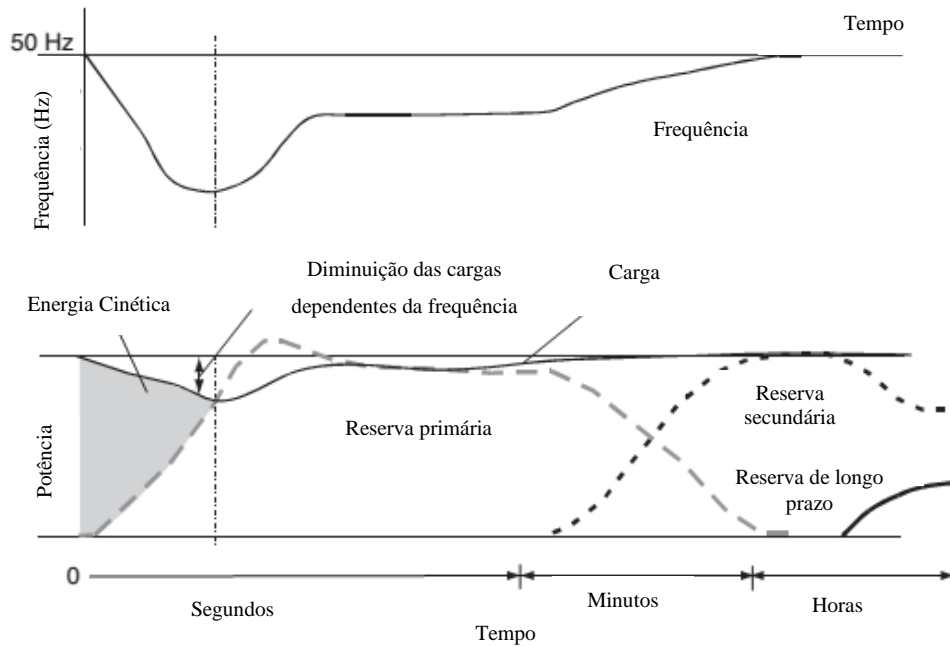


Fonte: Ackermann (2005) (Adaptação).

O controle de frequência primário em plantas de geração é usado para manter a frequência do sistema dentro dos limites permitidos. Este controle é ativado automaticamente se a frequência varia. Se há uma perturbação súbita no equilíbrio entre produção e consumo no sistema de energia, tais como a perda de uma usina ou uma grande carga devido a contingências no sistema elétrico, reservas primárias (também chamadas de reservas de perturbação ou de reservas instantâneas) são usadas para lidar com este problema. A reserva primária consiste de potência ativa e reativa fornecida ao sistema provenientes das usinas geradoras.

Na Fig. 3.21 é apresentado o gráfico da ativação de reservas e frequência do sistema elétrico em função do tempo para uma situação em que uma grande usina é desconectada do sistema de potência. De acordo com o tempo de ativação, classificam-se em reserva primária, reserva secundária e a reserva de longo prazo (ou terciária).

Figura 3.21 – Ativação das reservas de potência e frequência de um sistema.



Fonte: Ackermann (2005) (Adaptação).

A reserva primária é a capacidade de produção que é ativada automaticamente em até 30 segundos a partir de uma mudança repentina na frequência. Ela é constituída da energia ativa e reativa das centrais de geração e da limitação de carga nos grandes consumidores. Normalmente, a quantidade de reserva em um sistema é definida de acordo com a maior usina de energia do sistema que pode ser perdida em uma única falha.

A reserva secundária é a capacidade da energia ativa ou reativa ser ativada em 10 a 15 minutos após o desvio da frequência nominal. Ela substitui a reserva primária e vai estar em funcionamento até que as reservas de longo prazo sejam ativadas, como mostrado na Fig. 3.18. A reserva secundária consiste principalmente do início rápido de termoeletricas, limitação de carga etc. Com o objetivo de fornecer energia suficiente para reserva secundária, os operadores do sistema também devem levar em conta erros de previsão de carga. Neste caso, a quantidade total de reserva secundária pode atingir um valor que corresponde a aproximadamente 1,5 vezes a maior unidade geradora do sistema de potência (Ackermann, 2005).

A reserva de longo prazo é ativada quando a reserva secundária não foi suficiente para restabelecer os valores de frequência nominal, tal reserva é ativada manualmente pelo operador do sistema.

As ações a serem executadas quando ocorrem eventos na rede elétrica estão previstas e descritas nos Códigos de Rede e estas estão inclusas nos Serviços Ancilares, que são requisitos técnicos essenciais para que o SIN (Sistema Interligado Nacional) opere com qualidade e segurança. De acordo com o Módulo 21, submódulo 21.9 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), os serviços ancilares compreendem (ONS, 2017a):

- (a) Controle primário de frequência;
- (b) Controle secundário de frequência;
- (c) Suporte de reativos;
- (g) Autorrestabelecimento integral;
- (h) Autorrestabelecimento parcial;
- (h) Sistemas Especiais de Proteção (SEP).

De acordo com dados disponibilizados no *website* do ONS (ONS, 2017c), atualmente nenhuma usina eólica faz parte da lista de usinas prestadoras de serviços ancilares, especificamente para o controle de frequência. Isto se dá pelo fato da porcentagem de penetração das plantas de geração eólica ainda ser muito baixa no SIN. Assim as plantas hidráulicas que dominam a geração de energia elétrica no país fazem todo o controle de frequência.

O nível de penetração da geração eólica pode ser calculado segundo a Equação (3.10) (TARNOWSKI, 2011):

$$\text{Penetração de energia} = \frac{\text{Energia eólica total produzida (Wh)}}{\text{Energia total consumida (Wh)}} \times 100\% \quad (3.10)$$

De acordo com o Boletim da Operação disponibilizado pelo ONS (ONS, 2017c), no ano de 2016 para todo o SIN a quantidade de geração eólica acumulada foi de 30.811,63 GWh e a energia consumida no mesmo período foi de 514.416,97 GWh, como se apresenta na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Geração eólica e hidráulica e carga de energia no SIN (2016).

| | Geração de energia eólica (GWh) | Geração de energia hidráulica (GWh) | Carga de Energia (GWh) |
|--------------|--|--|-------------------------------|
| Jan | 1290,48 | 35425,59 | 46547,93 |
| Fev | 1782,86 | 36253,65 | 46338,65 |
| Mar | 1935,76 | 38660,69 | 48427,45 |
| Abr | 2279,31 | 36108,93 | 46820,68 |
| Mai | 2262,59 | 34365,73 | 44144,31 |
| Jun | 2549,83 | 32285,52 | 42411,72 |
| Jul | 3103,92 | 32918,21 | 43213,43 |
| Ago | 3178,57 | 32580,24 | 44450,48 |
| Set | 3327,71 | 30947,26 | 43351,09 |
| Out | 3359,18 | 32199,58 | 45267,76 |
| Nov | 3051,37 | 32083,91 | 44130,53 |
| Dez | 2690,05 | 36407,96 | 46312,94 |
| Total | 30811,63 | 410237,27 | 541416,97 |

Fonte: ONS (2017c).

Isso resulta em um nível de penetração de 5,7%.

$$Penetração\ de\ energia(eólica) = \frac{30811,63\ GWh}{541416,97\ GWh} \times 100\% \cong 5,7\% \quad (3.11)$$

Comparando com o nível de penetração da fonte hidráulica (410.237,27 GWh) no mesmo período temos:

$$Penetração\ de\ energia(hidráulica) = \frac{410237,27\ GWh}{541416,97\ GWh} \times 100\% \cong 75,8\% \quad (3.12)$$

Analisando os valores obtidos fica evidente a disparidade no nível de penetração entre as gerações eólica e hidráulica no SIN, porém na região Nordeste o cenário é diferente, Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Geração eólica e hidráulica e carga de energia no Nordeste (2016).

| | Geração de energia eólica (GWh) | Geração de energia hidráulica (GWh) | Carga de Energia (GWh) |
|--------------|--|--|-------------------------------|
| Jan | 892,24 | 2157,46 | 7147,32 |
| Fev | 1490,45 | 1913,73 | 6935,54 |
| Mar | 1565,41 | 1954,58 | 7740,17 |
| Abr | 1856,29 | 1746,32 | 7292,1 |
| Mai | 1903,05 | 1840,1 | 7500,58 |
| Jun | 2215,04 | 1741,49 | 7080,38 |
| Jul | 2684,62 | 1803,09 | 7112,51 |
| Ago | 2822,05 | 1809,46 | 7207,27 |
| Set | 2879,65 | 1766,73 | 7125,58 |
| Out | 2783,12 | 1842,09 | 7509,86 |
| Nov | 2667,96 | 1776,83 | 7334,1 |
| Dez | 2318,46 | 1752,24 | 7488 |
| Total | 26078,34 | 22104,12 | 87473,41 |

Fonte: ONS (2017c).

Comparando da mesma forma, para Tabela 3.5, teremos:

$$\text{Penetração de energia}(eólica) = \frac{26078,34 \text{ GWh}}{87473,4 \text{ GWh}} \times 100\% \cong 29,8\% \quad (3.13)$$

$$\text{Penetração de energia}(hidráulica) = \frac{22104,12 \text{ GWh}}{87473,41 \text{ GWh}} \times 100\% \cong 25,3\% \quad (3.14)$$

Analisando os valores obtidos para as gerações eólica e hidráulica na região Nordeste conclui-se que, de forma local, a energia eólica tem capacidade de desempenhar outras funcionalidades no sistema elétrico, como por exemplo a ação local nos serviços ancilares.

Até dezembro de 2016 não era previsto nenhum tipo de controle de frequência por parte das eólicas pelo ONS em seus procedimentos de rede. Porém na última revisão dos módulos, que aconteceu em dezembro de 2016, estes controles estão previstos, contudo em relação aos serviços ancilares o cenário permanece o mesmo (não participação). A inclusão do controle de frequência por parte das eólicas é um avanço para o sistema elétrico brasileiro. Em diversos países onde há geração eólica, há tempos os códigos de rede preveem a atuação

das usinas eólicas de alguma forma e não só seu desligamento, quando há algum evento no sistema elétrico. Podemos citar alguns exemplos de acordo com (YINGCHENG; NENGLING, 2011):

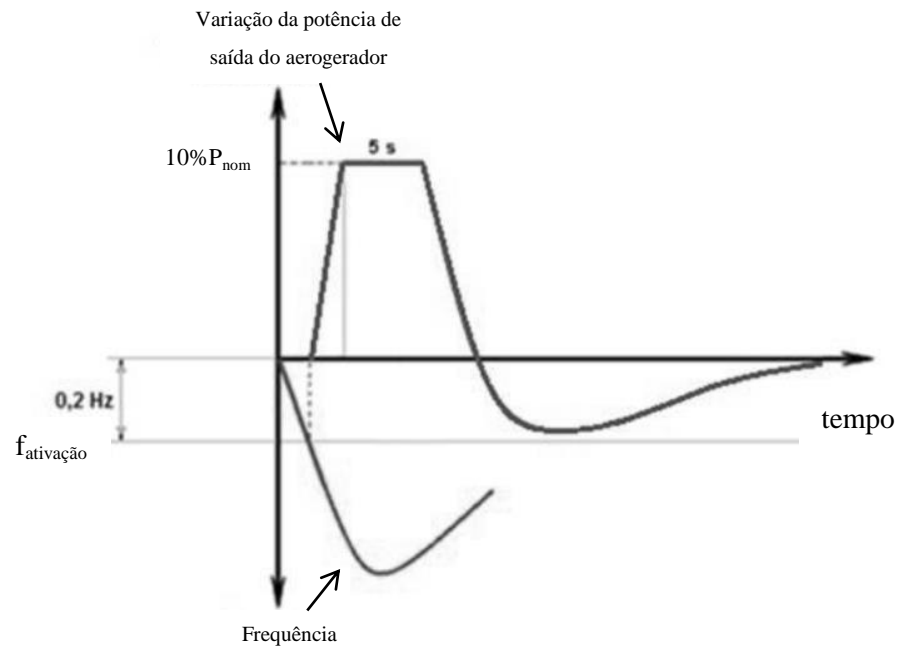
- Alemanha: é requerido que os parques eólicos reduzam sua produção de potência disponível quando a frequência da rede estiver mais alta que os valores normais. Plantas de geração cuja capacidade nominal for menor que 100 MW podem prover resposta primária através de acordo com o *Transmission System Operator* (TSO).
- Canadá: o código estabelece que parques eólicos com potência nominal maior que 10 MW devem ter sistema de controle de frequência que ajude a reduzir desvios de frequência de grande variação (>0.5 Hz) e curta duração (< 10 s) no sistema.
- Dinamarca: é requerido que seja controlada a saída de potência de cada gerador individualmente utilizando um controlador automático de regulação de frequência. O TSO deve demandar resposta primária de 47 a 50 Hz e resposta de alta frequência de 50 a 53 Hz.
- Grã-Bretanha: o código de rede estabelece que os parques eólicos devem prover serviços de balanceamento que são originalmente suportados pelas plantas de geração convencionais. Todos os parques eólicos devem ser capazes de reunir os requisitos de resposta em frequência primária e secundária.

O ONS estabelece no Módulo 3, submódulo 3.6 (ONS, 2017b), dentre os requisitos técnicos gerais, especificamente para aerogeradores:

- Inércia sintética da central geradora eólica: Os aerogeradores de centrais com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelo menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos, quando em regime de subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz. A retirada desta contribuição deverá ser automaticamente efetuada caso a frequência retorne a seu valor nominal. A injeção inicial de potência ativa deverá ser proporcional à variação da frequência, a uma taxa mínima de 0,8 pu da potência nominal do aerogerador para cada hertz de desvio da frequência. A provisão plena de inércia sintética deverá ser disponibilizada sempre que a potência ativa do aerogerador for igual ou superior a 25% de sua potência nominal. Deverão ser informados os

tempos máximos de sustentação do adicional de potência de 10% para níveis de potência inferiores a 25% da potência nominal do aerogerador. Tem como benefício contribuir para a regulação primária de frequência do SIN, sem comprometer o ponto ótimo de operação da central geradora (ONS, 2017b).

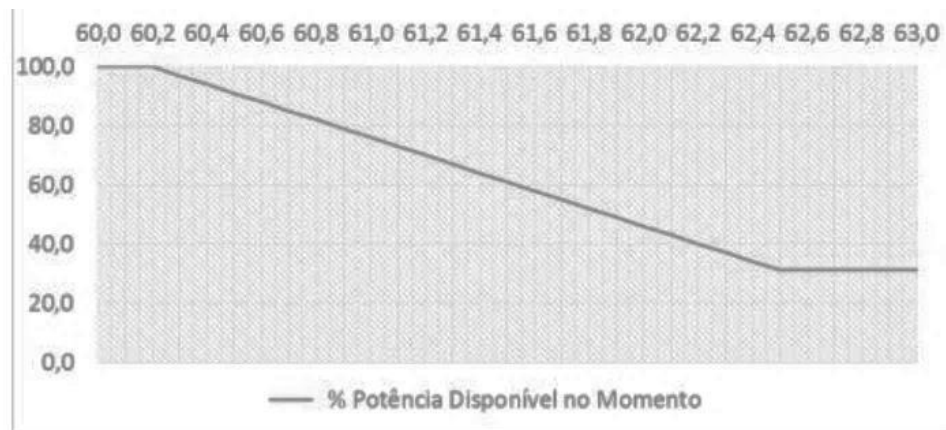
Figura 3.22 – Variação da potência de saída do aerogerador e frequência.



Fonte: ONS (2017b).

- Participação no controle de sobrefrequência: Os aerogeradores de centrais geradoras com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, que promovam a redução da potência de saída quando em regime de sobrefrequência na faixa de frequências de 60,2 Hz a 62,5 Hz. Este controle deverá ser do tipo proporcional com ganho de 3%/0,1Hz na base da potência disponível no aerogerador no momento (ONS, 2017b).

Figura 3.23 – Controle de sobrefrequência com ganho de 3%/0,1 Hz.



Fonte: ONS (2017b).

De acordo com o estabelecido pelo ONS, a inércia sintética deve contribuir para a regulação primária de frequência. Nos trabalhos de Morren et al. (2006), Erlich e Wilch (2010), Keung (2009) são relatados métodos para executar esta ação.

O método da inércia é útil quando o objetivo é o controle de frequência logo após um distúrbio, em que este suporte será mantido por apenas alguns segundos, porém se há interesse em se fazer o controle por mais tempo, é necessário outro controle auxiliar, pois as turbinas eólicas só dispõem de energia cinética para o suporte de frequência por tempo limitado após um distúrbio na rede elétrica.

Segundo Tarnowski (2011), a energia eólica é capaz de fornecer valiosa resposta inercial ao combinar um grande número de turbinas eólicas em uma usina eólica. Essa funcionalidade precisa ser coordenada com a resposta de frequência primária. É importante ressaltar que em alguns sistemas de potência, a maioria com interconexões fracas e/ou alta penetração de geração eólica, a reserva de frequência pode ser mais valiosa para o sistema do que maximizar o rendimento da geração eólica.

Uma importante característica das turbinas de velocidade variável é a possibilidade das potências ativa e reativa da saída serem controladas de acordo com o operador do sistema. Elas podem aumentar a potência de saída quase que instantaneamente. Esta é uma característica importante, embora a potência ativa entregue à rede pela turbina de velocidade variável dependa da energia mecânica transferida do vento, a potência elétrica pode ser controlada transitoriamente, até certa amplitude, recorrendo à energia cinética do sistema mecânico.

O carregamento inicial, isto é, a velocidade inicial do rotor das turbinas eólicas, tem grande influência na provisão de inércia sintética, uma vez que a energia cinética depende do quadrado da velocidade mecânica do gerador. Além disso, os valores nominais dos conversores da turbina devem ser levados em conta para o escoamento da energia cinética através dos dispositivos conversores (nos tipos de turbina 3 e 4) (DÍAZ-GONZÁLEZ et al., 2014).

Observados os requisitos em relação às turbinas e ao controle primário; quando falamos de controle secundário de frequência, segundo o submódulo 21.9 há requisitos técnicos para que uma usina participe ou não deste, devem-se considerar os seguintes aspectos relativos às usinas eólicas (ONS, 2017a):

- A localização geoeletrica, uma vez que essas novas usinas não devem estar localizadas em extremidades de sistemas radiais ou em regiões com restrições ou gargalos no sistema de transmissão;
- Seu desempenho em simulações dinâmicas de longo termo;
- Sua distância elétrica em relação a outras unidades situadas em áreas de controle distintas, que já estejam prestando o serviço de controle secundário de frequência;
- As faixas restritivas de operação, que podem limitar seu montante de alocação de reserva;
- A existência de outras unidades já participantes do controle secundário de frequência em suas proximidades, para que não haja problemas decorrentes da concentração da reserva numa mesma área elétrica, tais como maiores flutuações de potência seguidas de flutuações de tensão;

Atualmente na região Nordeste o controle de frequência é feito pelas usinas de Paulo Afonso IV, Luiz Gonzaga e Xingó, todas hidroelétricas.

Em contraponto à baixa porcentagem de penetração das eólicas em relação ao sistema elétrico como um todo, como demonstrado nas Equações (6-8), a presença de plantas eólicas na região nordeste vem aumentando significativamente. Segundo a ABEEólica em 2016 houve um acréscimo de geração eólica de 52% em relação a 2015 no país, e 30% do consumo da região Nordeste já vem das eólicas.

Dentro dos requisitos apresentados e cientes de uma futura participação das usinas de geração eólica nos serviços auxiliares como já ocorre nos países onde há uma alta penetração

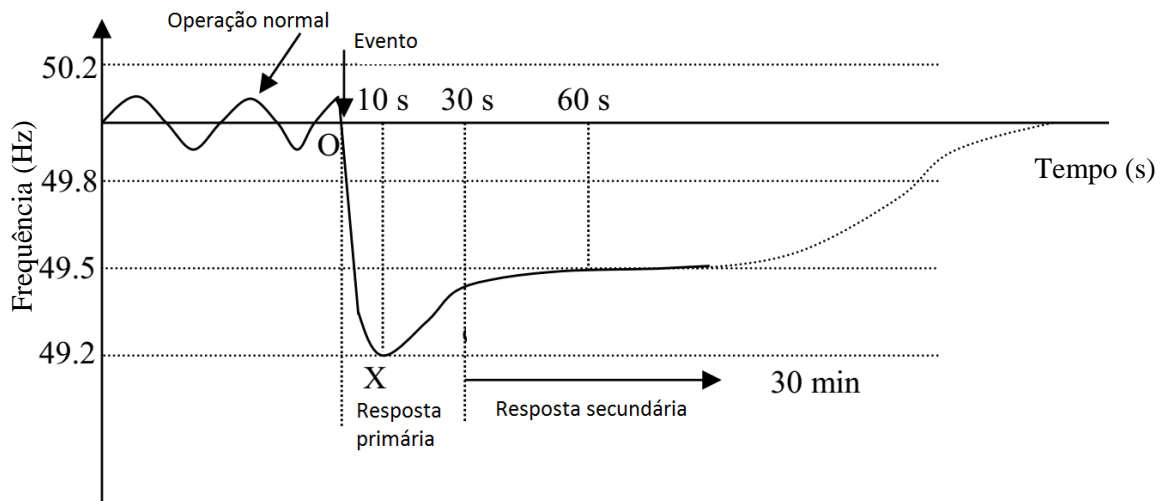
desta fonte de energia, um método de regulação da frequência utilizando lógica fuzzy é proposto.

3.6 OPERAÇÃO DA TURBINA COM REDUÇÃO DA POTÊNCIA NOMINAL (DELOAD)

A resposta primária é normalmente alcançada usando uma combinação de redução de carga, ação rápida de hidrelétricas ou por redução da capacidade nominal de geração (do termo em inglês: *deload* ou *derate*) de turbinas a vapor. Se uma turbina a vapor tem redução na sua capacidade nominal fechando parcialmente a válvula de vapor, então essa planta pode fornecer resposta primária proporcional à sua redução. A resposta primária pode ser pensada como usando reservas de vapor mantidas no tambor da caldeira enquanto a resposta secundária depende de mais combustível sendo introduzido na caldeira. De um modo semelhante às turbinas a vapor atuando no sistema elétrico, o controle de frequência pode ser conseguido com a redução da capacidade nominal de uma turbina eólica e regulando a potência de saída de acordo com as variações de frequência (HOLDSWORTH; EKANAYAKE; JENKINS, 2004).

Na Fig. 3.24 estão apresentadas as etapas das respostas quando há a ocorrência de um distúrbio que causou queda na frequência. Note que a resposta primária precisa ser imediata, podendo ser provida pela energia cinética (utilizando a energia armazenada na massa girante da turbina) ou pelo controle de *pitch* como relatado anteriormente. Já a resposta secundária e, ocasionalmente, a terciária terão mais tempo para iniciar.

Figura 3.24 – Etapas do controle de frequência.



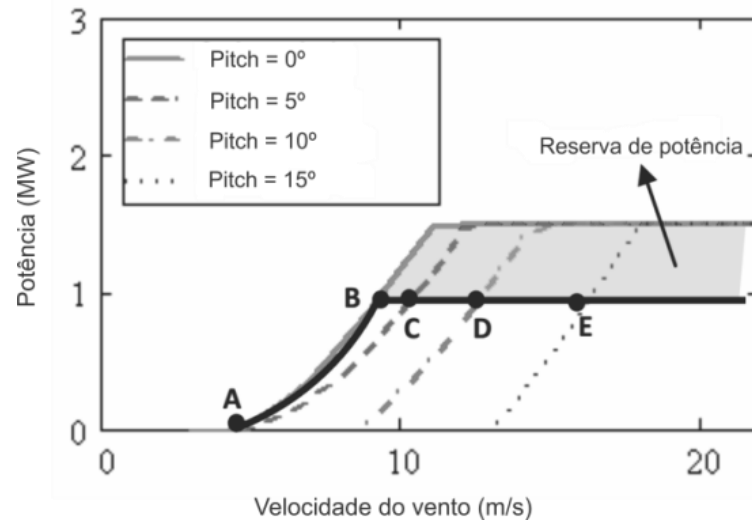
Fonte: Holdsworth, Ekanayake e Jenkins (2004) (Adaptação).

Lembrando que na Fig. 3.5 foram apresentadas as regiões de operação da turbina eólica onde acima da região de geração de potência nominal (região III) o controle de potência (geralmente de *pitch*) é acionado, não permitindo que seja ultrapassada a potência nominal, dessa forma as pás e os demais componentes físicos da turbina são protegidos contra cargas mecânicas.

Uma solução para a utilização de turbinas eólicas no controle de frequência seria desperdiçar parte da potência que é gerada (funcionamento em *deload*), deixando uma folga no sistema para que, se fosse requisitado mais potência, este pudesse provê-la por certo período de tempo. O controle do ângulo de passo se torna um fator chave não só para limitar a potência extraída do vento (para não exceder os valores nominais do gerador), mas também para atuar na estratégia de *deloading*. Ao invés de apenas limitar a potência, o ângulo de passo pode ser utilizado para aumentar e diminuir a potência.

Na Fig. 3.25 é apresentada a curva de geração de potência de um gerador de turbina eólica operando com potência de saída reduzida. Esta operação segue o caminho ABCDE. A área sombreada representa a reserva de potência disponível que pode ser requisitada pelo sistema em caso de distúrbio, conceito apresentado no trabalho de Muljadi; Singh; Gevorgian, (2013) para turbinas de velocidade fixa (Tipo 1 e 2).

Figura 3.25 – Reserva de potência com controle de pitch.



Fonte: Muljadi, Singh e Gevorgian, 2013 (Adaptação).

Com base nos diversos métodos e de acordo com as regiões de operação da turbina eólica que foram apresentadas na Fig. 3.25 uma estratégia de controle da frequência é proposta neste trabalho, com o seguinte funcionamento, Tabela 3.6 (Região II e III refere-se a Fig. 3.5).

Tabela 3.6 – Sumário da estratégia de controle.

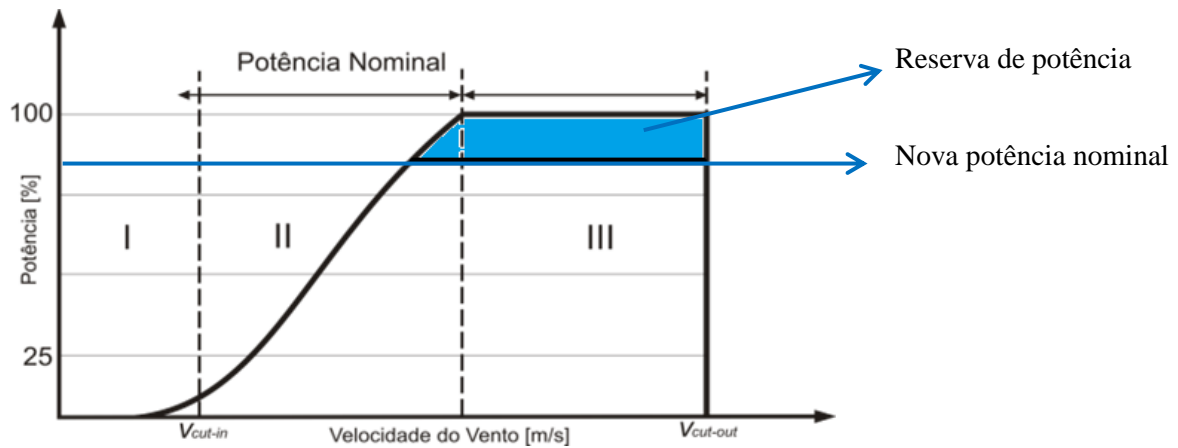
| | Região II (abaixo da potência nominal) | Região III (acima da potência nominal) |
|---------------------------------------|--|--|
| Controle de potência (fuzzy) | A potência é controlada para máxima possível. | O ângulo de passo é regulado para manter a potência nominal. |
| Controle de frequência (fuzzy) | Regular o ângulo de passo mínimo para gerar a potência possível. | Regular a potência de referência. |

Fonte: Produção do próprio autor.

Acima da potência nominal, se o ângulo de passo é controlado para que uma fração da potência que poderia ser extraída do vento seja "desperdiçada", isso deixa uma margem para a operação da turbina abaixo da potência nominal e, portanto, a possibilidade de resposta em caso de um evento que ocasione a queda da frequência.

Para prover resposta à variação de frequência a partir de uma unidade de geração, a potência do gerador deve aumentar ou diminuir de acordo com as mudanças na frequência do sistema. Então, para responder a um evento de queda de frequência, é necessário fazer a diminuição na capacidade de geração da turbina eólica, deixando uma margem para a potência aumentar quando requisitado (Fig. 3.26).

Figura 3.26 – Regiões de operação da turbina com a reserva de potência em destaque.



Fonte: Produção do próprio autor.

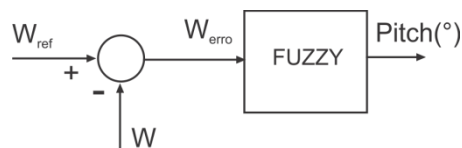
As turbinas eólicas de velocidade variável podem proporcionar esta regulação de potência com o uso de uma estratégia adaptada de controle de potência regulando o ângulo de passo (HOLDSWORTH; EKANAYAKE; JENKINS, 2004). As pesquisas sobre o tema subgeração (*deload*) ainda estão em desenvolvimento ressaltando o trabalho de (GÖÇMEN, 2015) que analisa a potência disponível em parques eólicos equipados com esta tecnologia. Ainda é um desafio saber ao certo qual a potência disponível neste tipo de parque.

4. MÉTODO PROPOSTO E ANÁLISES

4.1 CONTROLE DE *PITCH*

Partindo do controle original feito com controlador PI, num primeiro momento o controle fuzzy foi desenvolvido para as simulações em tempo real no RTDS[®]. Sendo o sistema composto de uma variável de entrada e uma de saída. Como variável de entrada temos o erro de velocidade, W_{erro} , em pu e não mais o erro de potência como utilizado no trabalho de Macêdo (2012). Durante a simulação o conjunto de regras é completamente explorado para que seja feita a verificação de quais regras devem ser ativadas. Como variável de saída temos o ângulo β , em graus (Fig. 4.1).

Figura 4.1 – Diagrama de blocos do controle fuzzy.



Fonte: Produção do próprio autor.

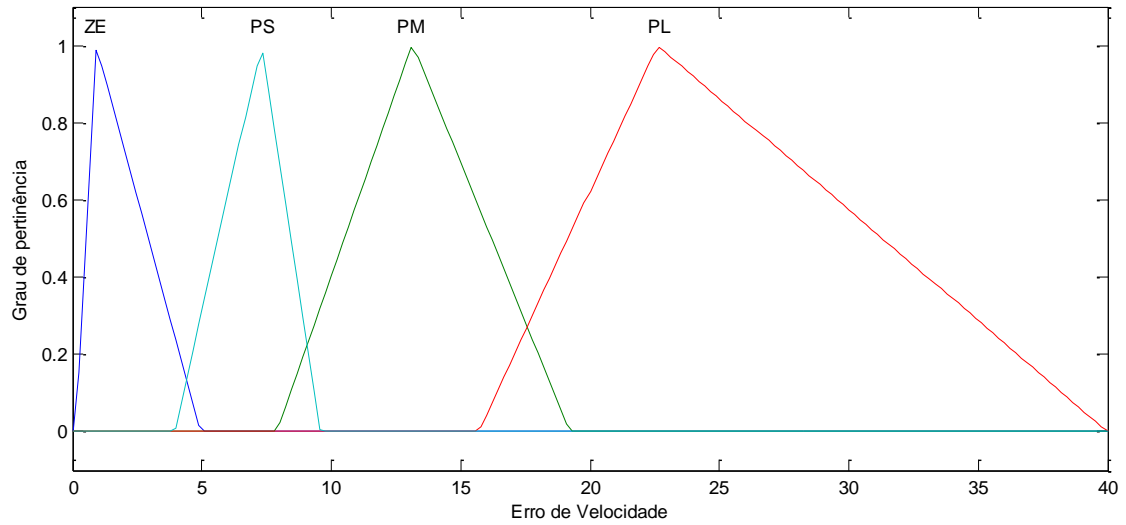
O controle foi implementado com uso do CBuilder em que foi desenvolvida uma rotina de código em linguagem C. Tal rotina contempla todas as fases do sistema fuzzy, como descrito na seção 3.2. Os códigos estão descritos no Apêndice A.

Assumindo-se quatro conjuntos fuzzy para a entrada e quatro para a saída, com funções de pertinência triangulares, pode-se descrever tais conjuntos por variáveis linguísticas:

| | |
|---------------------|-----------------------|
| ZE – Zero | PS – Positivo pequeno |
| PM – Positivo médio | PL – Positivo grande |

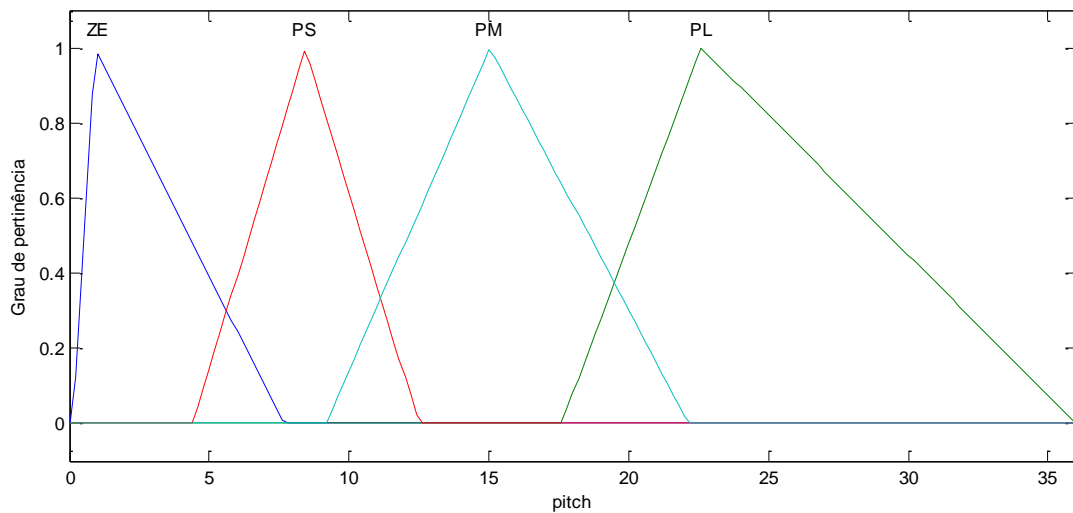
Nas Fig. 4.2 e 4.3 são apresentados os conjuntos de funções de pertinência da entrada e saída do controlador. Note que próximo ao ponto de equilíbrio (ZE) as funções são mais densas, garantindo uma maior estabilidade para um ajuste de posição preciso, enquanto um ajuste mais grosseiro é aceitável em regiões mais distantes do ponto de equilíbrio. Nesse sistema, o universo de discurso cobre valores positivos, visto que o controle de ângulo de passo apenas atua quando a velocidade do rotor está acima da nominal.

Figura 4.2 – Função de pertinência de entrada do controlador: erro de velocidade.



Fonte: Produção do próprio autor.

Figura 4.3 – Função de pertinência de saída: β (°).



Fonte: Produção do próprio autor.

As regras fuzzy, que vão definir o relacionamento das funções de entrada e saída são descritas de acordo com o resultado desejado. Na Tabela 4.1 é apresentada a base de regras para o sistema construído.

Tabela 4.1 – Base de regras para o ângulo de referência β

| W_{erro} | ZE | PS | PM | PL |
|-------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| β | ZE | PS | PM | PL |

Fonte: Produção do próprio autor.

O conjunto de regras é completamente explorado para verificar que regras devem ser ativadas. Modificando o ângulo de passo, que é calculado pelo sistema, o controle fuzzy busca o erro zero para a velocidade, obtendo um melhor desempenho.

Um exemplo de regra utilizada é dado a seguir. Em vez de se utilizar números reais, as entradas e saídas são descritas por “valores fuzzy”, Equação (4.1):

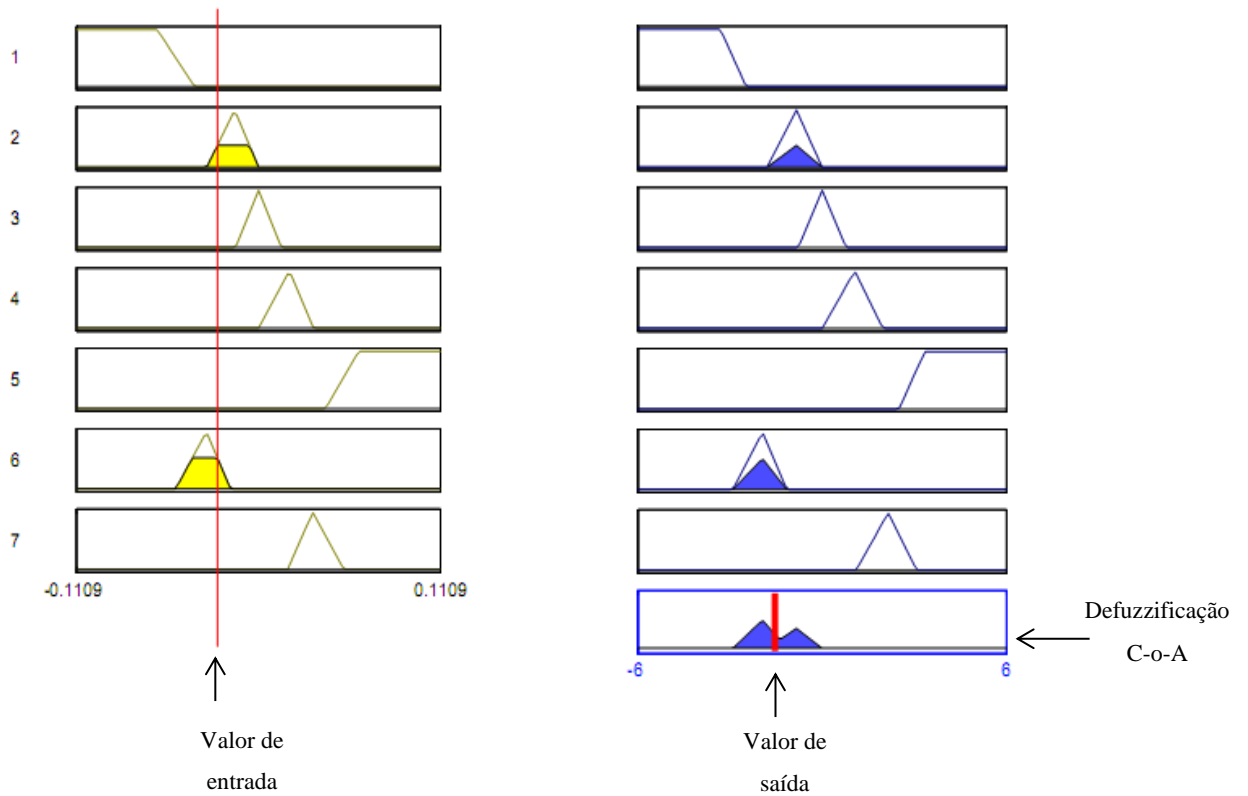
$$\text{Se } W_{\text{erro}} = PL \text{ então } \beta = PL \quad (4.1)$$

em que PL foi definido por uma função de pertinência que descreve a imprecisão de tal valor de entrada e saída. A interpretação dessa regra é: se o erro de velocidade é grande positivo, o ângulo β precisa aumentar, pois a velocidade está acima da nominal. O aumento do ângulo de passo é responsável por uma diminuição proporcional do torque e da potência mecânica nos rotores eólicos e conseqüentemente, da velocidade do gerador.

Note que nenhuma expressão numérica é utilizada, uma expressão linguística (ou verbal) pode ser utilizada para descrever a relação entre a variável de entrada e a de saída. Mais importante que isso, a restrição de linearidade não é mais necessária, uma vez que a função entrada-saída é descrita ponto a ponto, exatamente como no método experimental. O método heurístico tem a habilidade de possibilitar a construção de uma função de entrada versus saída, não matemática, porém útil na descrição de uma planta ou processo (SIMÕES; SHAW, 2007).

Para verificação dos resultados obtidos no RTDS[®], o sistema foi construído também no Matlab[®] (Fig. 4.4) com o auxílio do *Fuzzy Logic Toolbox*.

Figura 4.4 – Sistema implementado no Matlab®.



Fonte: Produção do próprio autor.

Foram aplicados valores na entrada do controle e obteve-se os resultados apresentados na Tabela 4.2 para a saída.

Tabela 4.2 – Comparação de resultados Matlab® versus RTDS®.

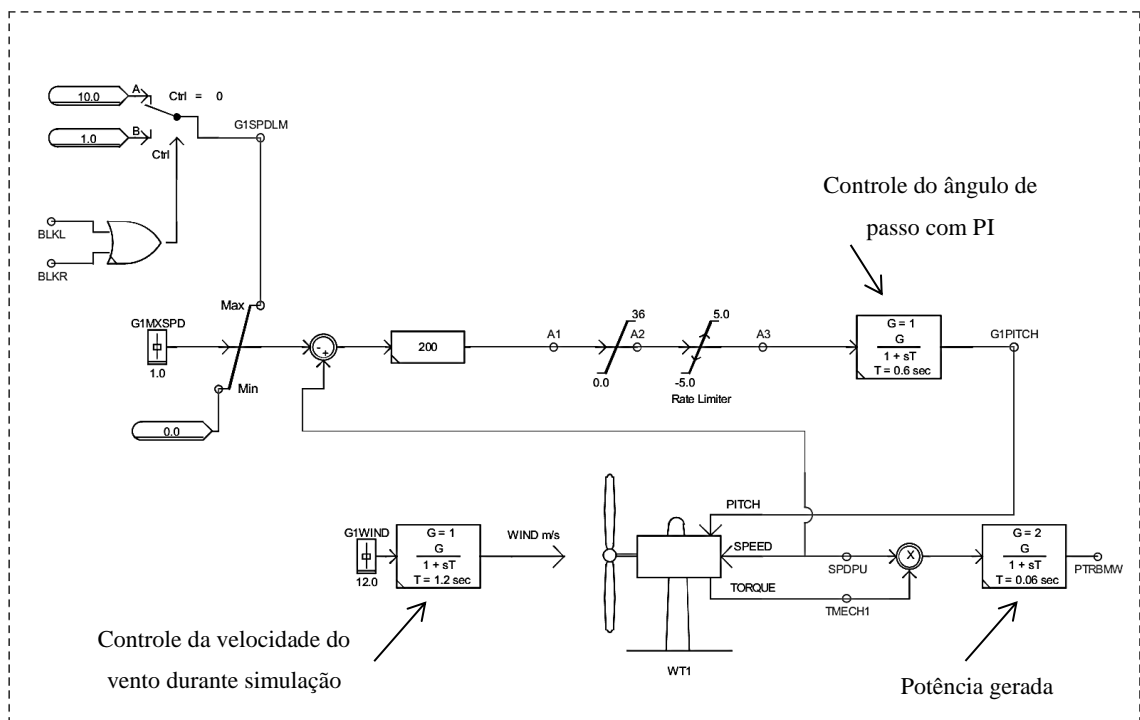
| Entrada: Variação de velocidade (pu) | Saída: Pitch (°) | | Erro (%) |
|--------------------------------------|------------------|-------|----------|
| | Matlab® | RTDS® | |
| 1 | 1,08 | 1,091 | 1,0 |
| 4,5 | 8,28 | 8,523 | 2,8 |
| 8,5 | 8,28 | 8,833 | 6,0 |
| 10 | 15,1 | 14,91 | 1,2 |
| 30 | 22,7 | 18 | 20,0 |

Fonte: Produção do próprio autor.

Foi constatado o bom funcionamento do controle implementado no RTDS[®]. Os erros podem ser diminuídos por meio de calibração das regras, isto é, movimentar os conjuntos de entrada e saída alterando suas sobreposições e densidades.

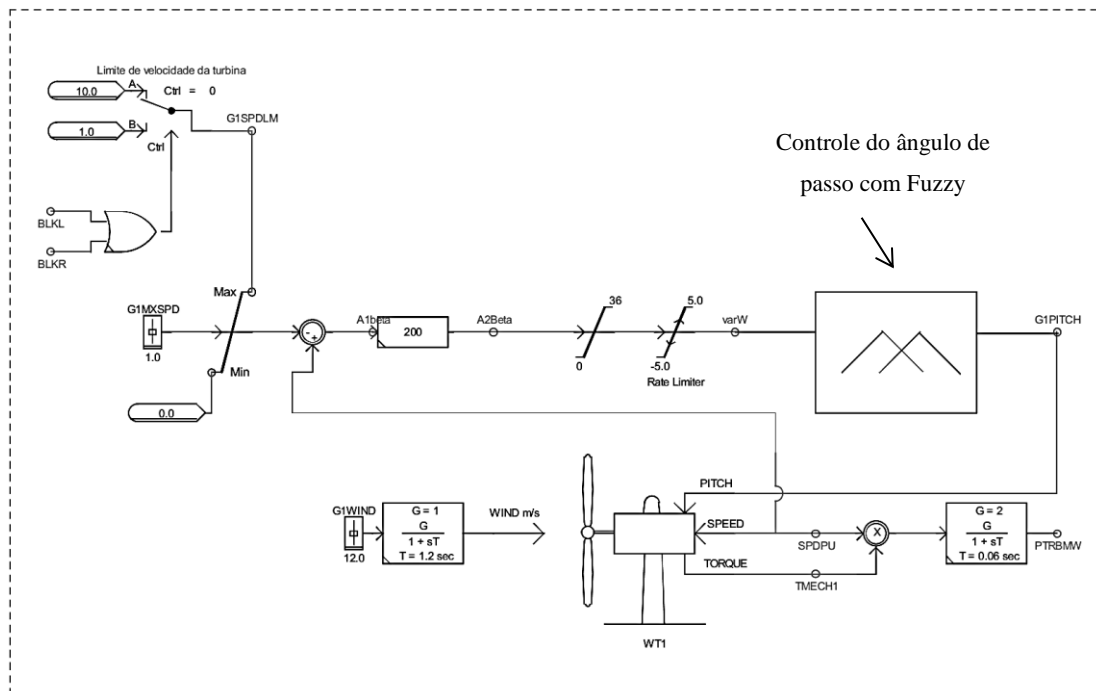
A próxima etapa foi a integração do controle fuzzy aos controles da turbina no RTDS[®]. Foi desenvolvido um algoritmo em linguagem C para implementação do controle fuzzy e foram necessárias pequenas alterações nos conjuntos de entrada e saída para haver uma boa integração com o restante do sistema e diminuição dos erros em comparação ao sistema original. Na Fig. 4.5 está apresentado o sistema com o controle PI e na Fig. 4.6 está apresentado o sistema com o controle fuzzy.

Figura 4.5 – Sistema de controle de ângulo de passo com o controle PI.



Fonte: Produção do próprio autor.

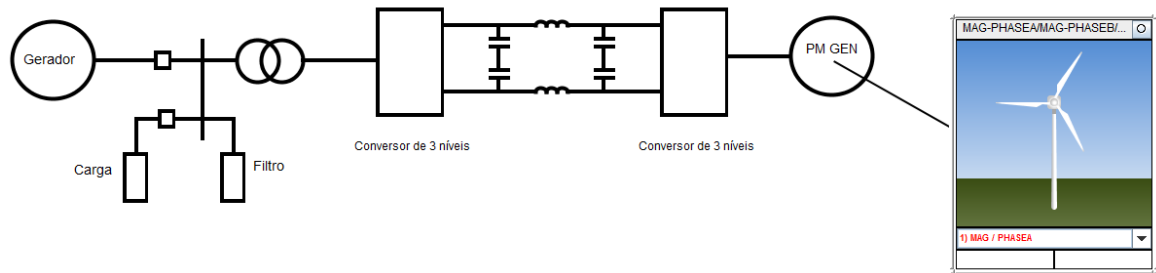
Figura 4.6 – Sistema de controle de ângulo de passo com o controle fuzzy.



Fonte: Produção do próprio autor.

Para testar o funcionamento do controle fuzzy foram aplicadas variações de vento durante a simulação, os valores do ângulo de passo e da potência gerada foram observados. Foram simuladas faltas no sistema de potência, porém não provocaram nenhum distúrbio nas variáveis da turbina devido aos conversores que fazem a ligação gerador-rede. Na Fig. 4.7 é apresentado um modelo de turbina de velocidade variável com gerador síncrono de ímã permanente (Tipo 4) com potência de 2 MW, projetado para um sistema de 2,5 MVA (Mega Volt-Ampère), 60Hz, com conversores *back-to-back* utilizados para transferir a potência gerada para a rede.

Figura 4.7 – Sistema com gerador do Tipo 4 (PMSG).



Fonte: Produção do próprio autor.

Na tabela 4.3 estão apresentados alguns resultados da simulação. Nas colunas intituladas *PI* estão apresentados os resultados referentes ao sistema original. Nas colunas intituladas *Fuzzy* são apresentados os resultados do sistema com o novo controle. Uma coluna com os erros foi acrescentada para facilitar a comparação dos resultados.

Observando os resultados é fácil notar que o controle fuzzy cumpriu o proposto, que é obter resultados semelhantes ou bem próximos do controle PI, de uma forma simples, Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Comparação de resultados PI *versus* Fuzzy (RTDS®).

| Vento (m/s) | Pitch (°) | | | Potência (MW) | | |
|----------------|-----------|-------|-----------------|---------------|-------|--------------------|
| | PI | Fuzzy | e_{pitch} (%) | PI | Fuzzy | $e_{potência}$ (%) |
| 12 | 0 | 0 | 0 | 1,993 | 1,993 | 0 |
| 14 | 4,060 | 4,025 | 0,86 | 2,120 | 2,129 | 0,42 |
| 16 | 10,44 | 10,39 | 0,47 | 2,317 | 2,344 | 1,16 |
| 18 | 15,36 | 16,00 | 4,16 | 2,500 | 2,413 | 3,48 |

Fonte: Produção do próprio autor.

O ângulo de passo varia a uma taxa limitada e cada turbina tem sua própria taxa que depende das suas dimensões e tecnologia. A turbina simulada tem uma taxa de variação de ângulo de 5 graus por segundo (°/s); então para as simulações em tempo real este fator tem que ser considerado. A mudança do ângulo de passo não pode ser abrupta e sofre algumas oscilações até que estabilize. Isto foi bem observado no RTDS®.

Devido ao bom funcionamento apresentado pelo controle fuzzy nas simulações, buscou-se estender o uso dessa teoria em outras funções da turbina. Após pesquisa bibliográfica foi constatado que o controle de frequência pode ser executado por turbinas

eólicas, porém ainda não há um método clássico a ser adotado. Vários autores relatam formas diferentes de fazer tal controle, como mostrado na revisão bibliográfica.

Com o aprofundamento dos estudos percebeu-se que o controle de frequência proposto precisaria de mais entradas e regras no sistema fuzzy para que houvesse uma resposta adequada aos distúrbios no sistema elétrico. A velocidade do gerador não fornece as informações necessárias do comportamento do sistema (frequência, potência gerada, variação na frequência, variação na potência), demandando mais processamento. O RTDS[®] disponível para simulações dispunha apenas de um *rack* (módulo de processamento do RTDS[®]), limitando bastante sua capacidade de processamento, impossibilitando a continuidade das simulações no ambiente RSCAD. Para dar continuidade às simulações foi utilizado o *software* Matlab[®], não havendo prejuízo quanto aos objetivos e resultados desejados.

4.2 CONTROLE DE FREQUÊNCIA

Num primeiro momento, o controle fuzzy foi desenvolvido para controlar apenas a potência gerada utilizando uma estratégia de controle de produção de energia em que o ângulo de passo da pá é controlado para variar (indiretamente) com a velocidade do vento para manter a potência de saída nominal. A variável de entrada para o controlador é a velocidade do gerador para a obtenção do ângulo de passo.

As turbinas eólicas do Tipo 3 e 4 são semelhantes em relação aos controles de ângulo de passo, não havendo prejuízo em seu funcionamento independente da escolha do tipo de gerador. Na etapa a seguir foi utilizada a turbina do tipo 3, demonstrando que com a lógica fuzzy, os controles tornam-se facilmente adaptáveis.

O controle foi desenvolvido para desprezar certa quantidade de vento e fazer com que a turbina trabalhe com geração abaixo da sua capacidade nominal. A princípio, o conceito proposto conflita com os objetivos dos controles já desenvolvidos nesse trabalho, já que estes buscavam produzir tanta potência quanto fosse possível com o vento disponível.

- **Sinais de entrada**

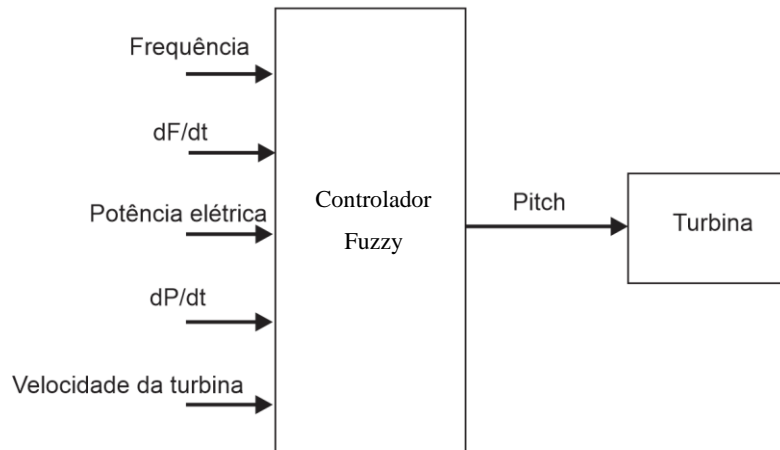
Os novos sinais de entrada são:

- Frequência do sistema elétrico (Hz);
- Taxa de mudança da frequência dF/dt (Hz/s);
- Potência elétrica produzida (p.u.);

- Taxa de mudança da potência produzida dP/dt (p.u./s);
- Velocidade do gerador (p.u.).

Os sinais e o diagrama simplificado do sistema são apresentados na Fig. 4.8. Com estas variáveis é possível fazer um controle mais exato.

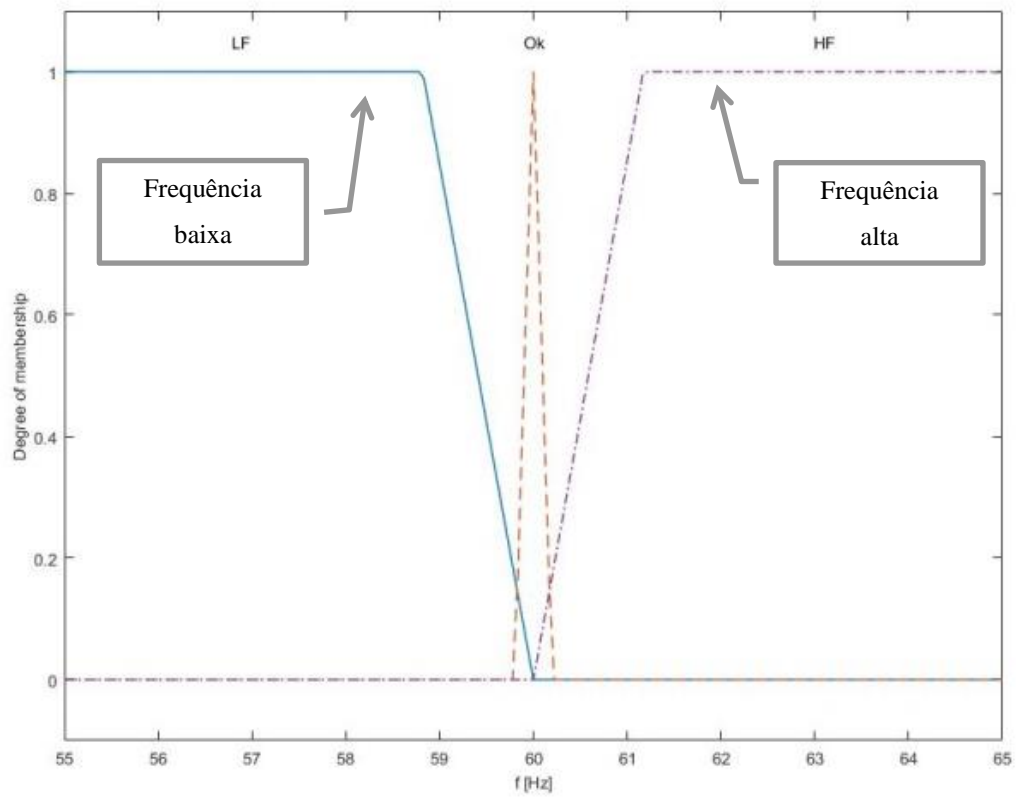
Figura 4.8 – Estrutura do novo bloco do controlador fuzzy.



Fonte: Produção do próprio autor.

Novamente, as funções de pertinência foram desenvolvidas para atender aos objetivos do controle como apresentado na seção anterior. Nas Fig. 4.9-4.13 são apresentadas as funções de pertinência.

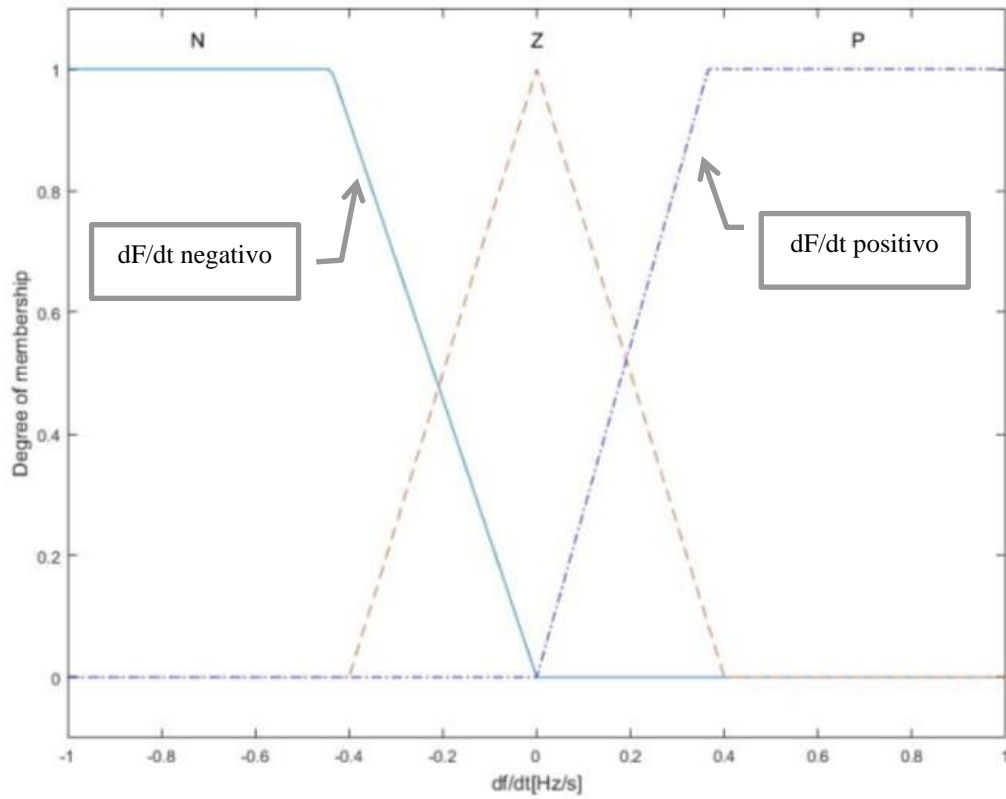
Figura 4.9 – Funções de pertinência de entrada do controle fuzzy (Frequência).



Fonte: Produção do próprio autor.

- Funções de pertinência da Fig. 4.9:
 LF – Frequência baixa;
 Ok – Frequência com valor dentro dos limites;
 HF – Frequência alta.

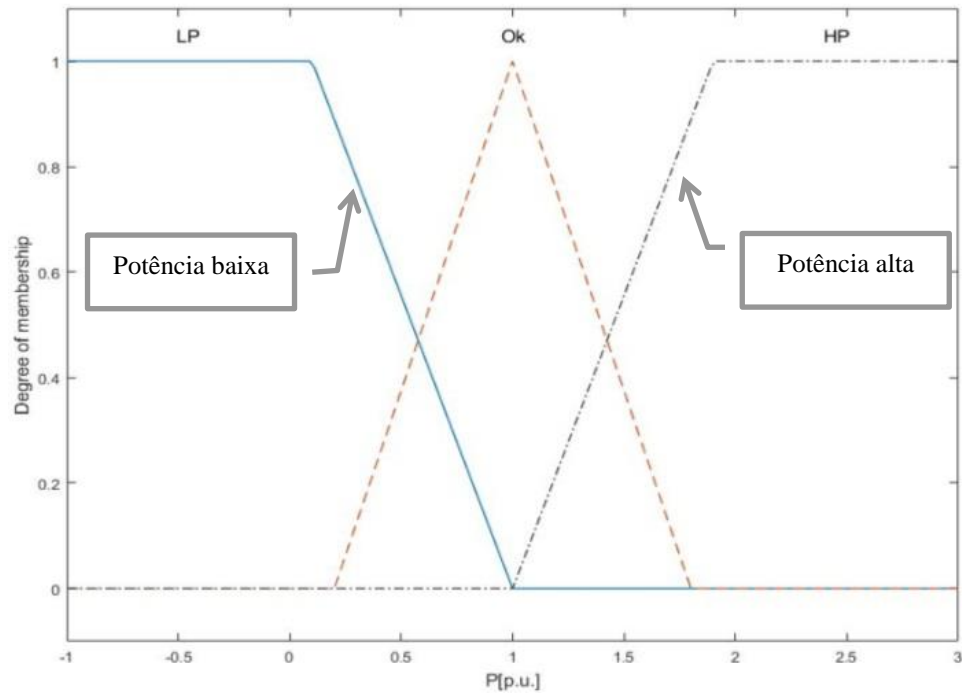
Figura 4.10 – Funções de pertinência de entrada do controle fuzzy (dF/dt).



Fonte: Produção do próprio autor.

- Funções de pertinência da Fig. 4.10:
 N – Variação negativa;
 Z – Sem variação;
 P – Variação positiva.

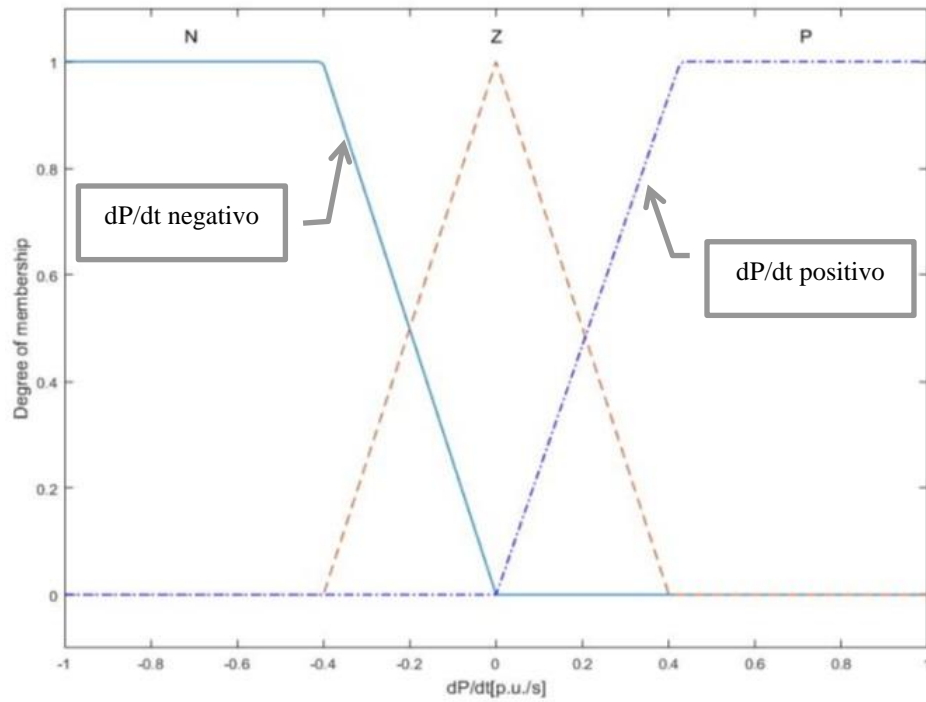
Figura 4.11 – Funções de pertinência de entrada do controle fuzzy (Potência).



Fonte: Produção do próprio autor.

- Funções de pertinência da Fig. 4.11:
 LP – Potência baixa;
 Ok – Potência com valor dentro dos limites;
 HP – Potência alta.

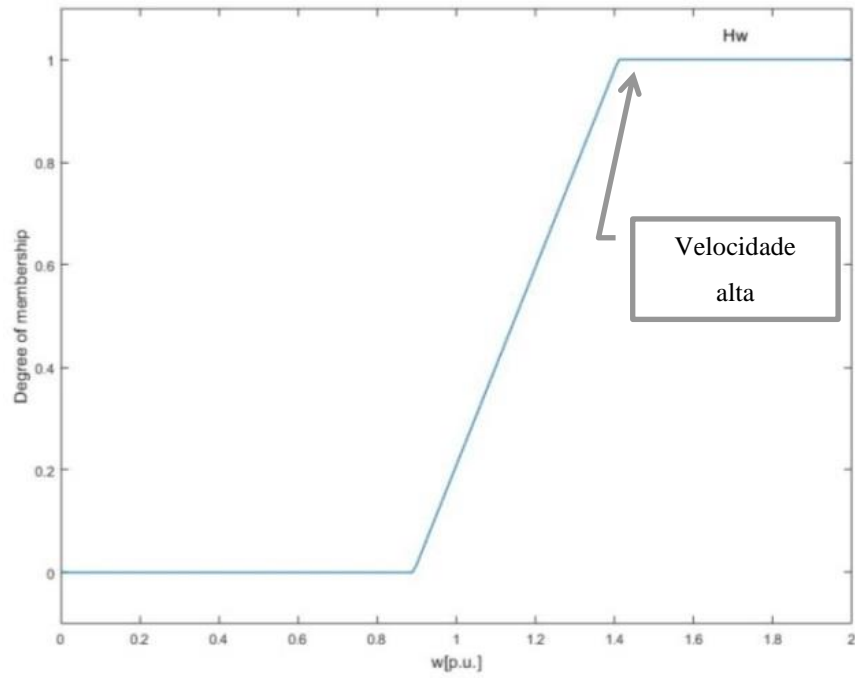
Figura 4.12 – Funções de pertinência de entrada do controle fuzzy (dP/dt).



Fonte: Produção do próprio autor.

- Funções de pertinência da Fig. 4.12:
N – Variação negativa;
Z – Sem variação;
P – Variação positiva.

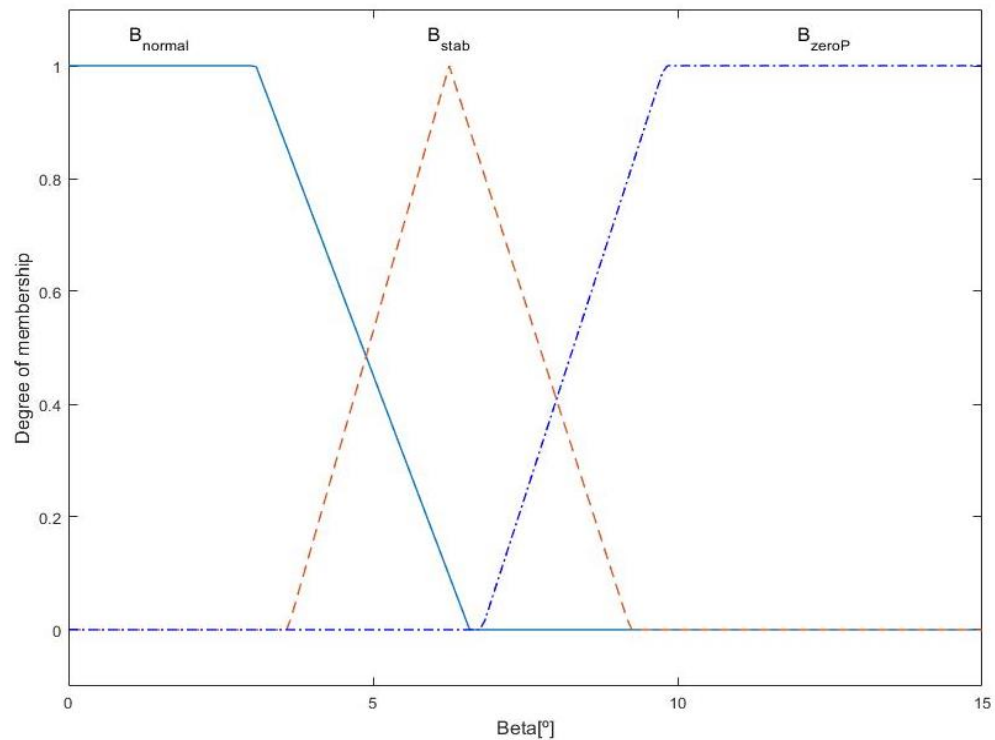
Figura 4.13 – Função de pertinência de entrada do controle fuzzy (Velocidade de gerador).



Fonte: Produção do próprio autor.

- Função de pertinência da Fig. 4.13:
Hw – Velocidade alta.

Figura 4.14 – Funções de pertinência de saída do controle fuzzy



Fonte: Produção do próprio autor.

- Funções de pertinência da Fig. 4.14:

B_{normal} – β na potência nominal;

B_{stab} – β para estabilização;

B_{zeroP} – β onde não há geração ou geração mínima.

- **Regras fuzzy**

As regras fuzzy descrevem as ações requeridas para as diversas combinações das funções de pertinência, isto é, as regras cobrem todos os possíveis pontos operativos. A saída do controlador é o ângulo de passo β , e as ações descritas nas regras são aumentar, diminuir ou manter o ângulo. Dessa forma as regras foram divididas em grupos dependendo de que tipo de ação deve ser feita. As regras estão listadas na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Base de regras (Se-Então) para o controle de frequência.

| | Grupo F | Grupo P | Grupo w |
|---------------------------------------|---|---|----------------|
| Aumentar β SE | Baixo F E dF/dt zero Baixo F E dF/dt negativo Ok F E dF/dt negativo | Baixo P E dP/dt zero Baixo P E dP/dt negativo Ok P E dP/dt negativo | -- |
| Diminuir β SE | Alto F E dF/dt zero Alto F E dF/dt positivo Ok F E dF/dt positivo | Alto P E dP/dt zero Alto P E dP/dt positivo Ok P E dP/dt positivo | Alto w |
| Manter β SE | Alto F E dF/dt negativo Ok F E dF/dt zero Baixo F E dF/dt positivo | Alto P E dP/dt negativo Ok P E dP/dt zero Baixo P E dP/dt positivo | -- |

Fonte: Produção do próprio autor.

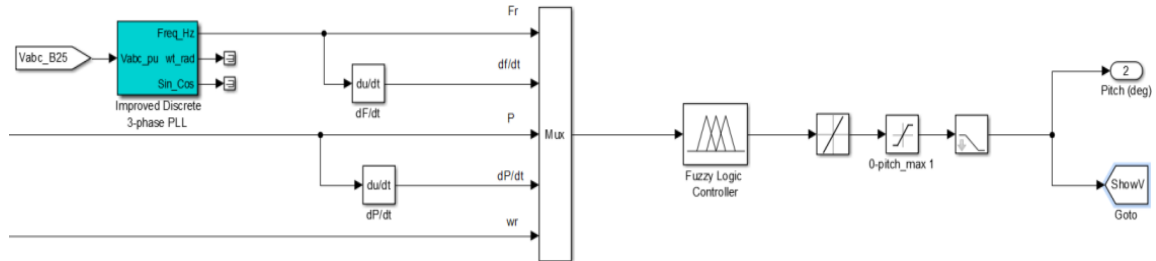
- **Defuzzificação**

Em qualquer uma das condições algumas regras são ativadas, cada uma fornecendo uma sugestão de como o ângulo de passo deve ser modificado para obter um funcionamento ótimo. Com a defuzzificação C-o-A utilizada anteriormente essas regras são interpretadas e obtém-se o valor do ângulo de passo para cada situação. Esse processo ocorre ininterruptamente durante todo o funcionamento da turbina.

- Aumentar β se refere ao ângulo em que a turbina produz a potência total (ângulo de passo para operação normal);
- Diminuir β se refere ao ângulo em que a turbina não gera potência;
- Manter β se refere ao ângulo em que a turbina se estabiliza após distúrbio.

Os valores do ângulo de passo são conhecidos de acordo com a turbina utilizada. Na Fig. 4.15 está apresentado o diagrama do controle fuzzy utilizado nas simulações com todas as novas entradas.

Figura 4.15 – Diagrama de blocos do controle fuzzy no RTDS®.



Fonte: Produção do próprio autor.

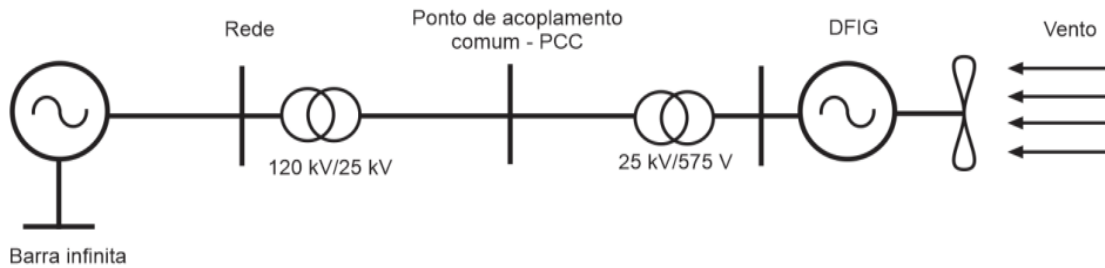
Com o objetivo de prover a resposta para eventos de frequência a partir de uma unidade de geração, a potência do gerador deve aumentar ou diminuir acompanhando as mudanças da frequência do sistema. Então, para responder aos eventos de baixa frequência (abaixo de 60 Hz), é necessário haver uma subgeração (termo em inglês *deloaded*) de potência deixando uma margem para a potência ser aumentada quando necessário (HOLDSWORTH; EKANAYAKE; JENKINS, 2004).

As turbinas de velocidade variável que dispõem de controle de *pitch* podem receber uma malha de controle adicional para desempenhar a função de controle de frequência. O ângulo de passo é controlado para, progressivamente, aumentar com a velocidade do vento, com o objetivo de manter a potência nominal de saída. Dessa forma, acima da potência nominal, se o ângulo de passo é controlado de uma forma que uma fração da potência que pode ser extraída do vento for “desperdiçada”, isto deixa uma margem para subgeração por parte da turbina eólica e, portanto, a possibilidade de uma resposta a eventos de frequência.

Na Fig. 4.16 um diagrama simplificado do sistema elétrico simulado é apresentado. Note que neste caso, foi utilizado o gerador do tipo 3 (DFIG). Como ressaltado anteriormente, as turbinas do tipo 3 e 4 operam com velocidade variável e com controle do ângulo de passo. O controle fuzzy pode então ser facilmente migrado de um tipo de gerador para outro, pois não depende das equações e modelos da turbina e sim do seu comportamento.

O sistema simulado é baseado no modelo apresentado em Miller, Price, e Sanchez-Gasca (2003) e conta com seis turbinas de 1,5 MW, totalizando um parque originalmente com 9 MW. Para operação em regime de subgeração, um decréscimo de 10% na potência gerada pelo parque foi feito, modificando a potência final de cada gerador.

Figura 4.16 – Diagrama simplificado do sistema simulado.

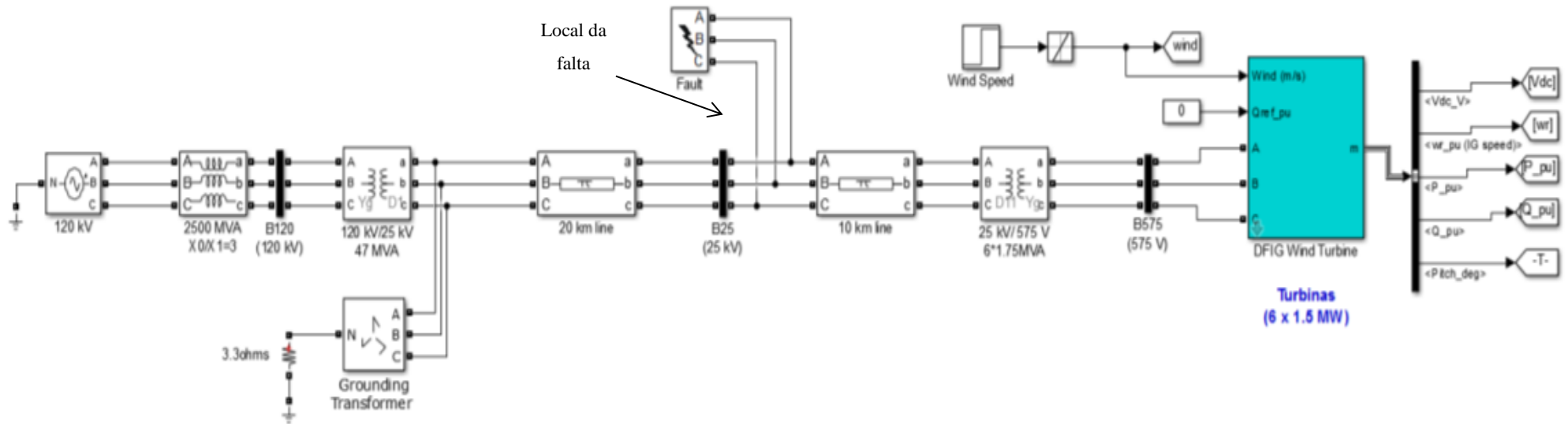


Fonte: Produção do próprio autor.

Para testar o sistema com o controle fuzzy, uma falta foi aplicada na rede durante 300 ms. A falta escolhida foi um curto-circuito trifásico-terra, devido a sua severidade. Dessa forma, o sistema seria testado ao seu limite. A localização da falta foi escolhida para que perturbasse o sistema elétrico e gerasse oscilações, de modo que a planta eólica tivesse que agir para retornar ao equilíbrio de geração. Na Fig. 4.17 o local da falta está destacado (ponto de acoplamento).

Para estudos de impactos na rede envolvendo plantas de geração eólica, as simulações são tipicamente executadas com a velocidade inicial do vento, com valor suficiente para produzir a potência nominal em todas as máquinas. Sob essas condições, assumir que todas as máquinas estão inicialmente operando em potência de saída nominal é prática aceitável e gera resultados condizentes com a realidade (HOLDSWORTH; EKANAYAKE; JENKINS, 2004).

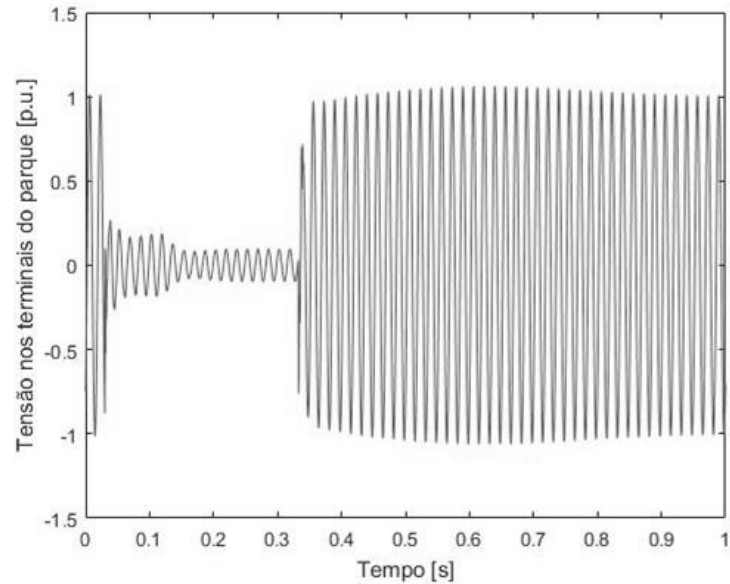
Figura 4.17 – Sistema elétrico simulado no RTDS® com gerador do tipo 3 (DFIG).



Fonte: Produção do próprio autor.

Na Fig. 4.18 é apresentada a variação da tensão nos terminais do parque eólico quando ocorre a falta.

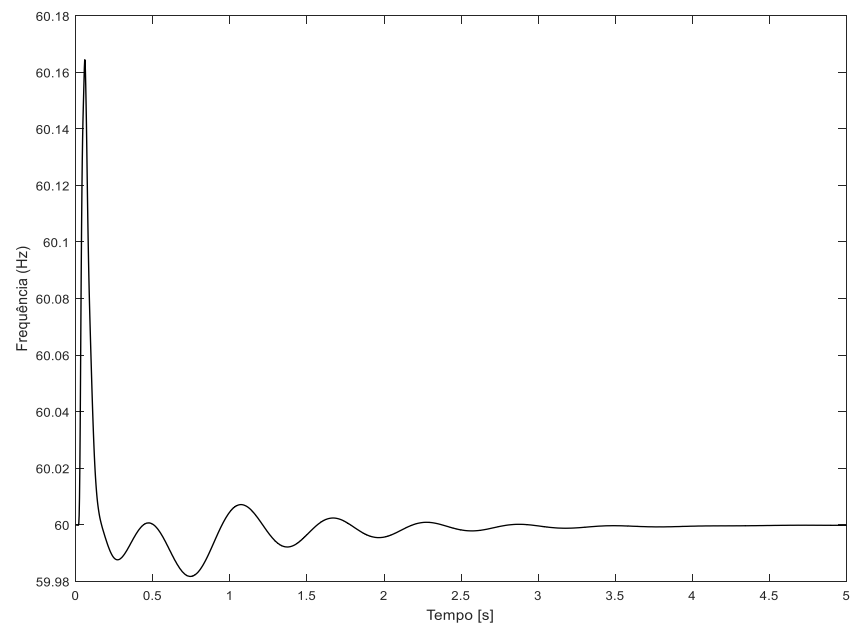
Figura 4.18 – Tensão nos terminais do parque durante a falta.



Fonte: Produção do próprio autor.

A falta aplicada não gerou grande desvio de frequência (Fig. 4.19), ou seja, mais de 0,2 Hz.

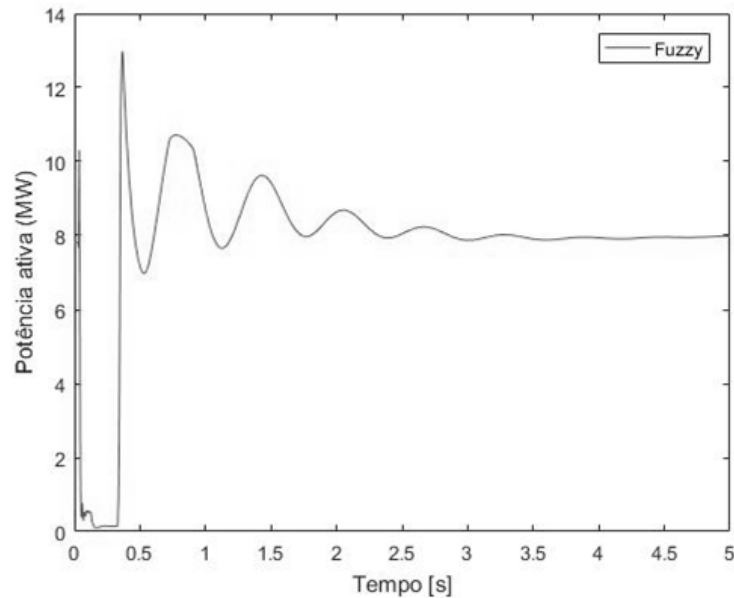
Figura 4.19 – Variação da frequência quando ocorre um distúrbio na rede.



Fonte: Produção do próprio autor.

A variação da potência também foi observada durante a falta (Fig. 4.20), nota-se que num primeiro momento a potência cai para zero, o que já é esperado durante a falta, e logo que a falta é extinta a potência volta ao valor nominal.

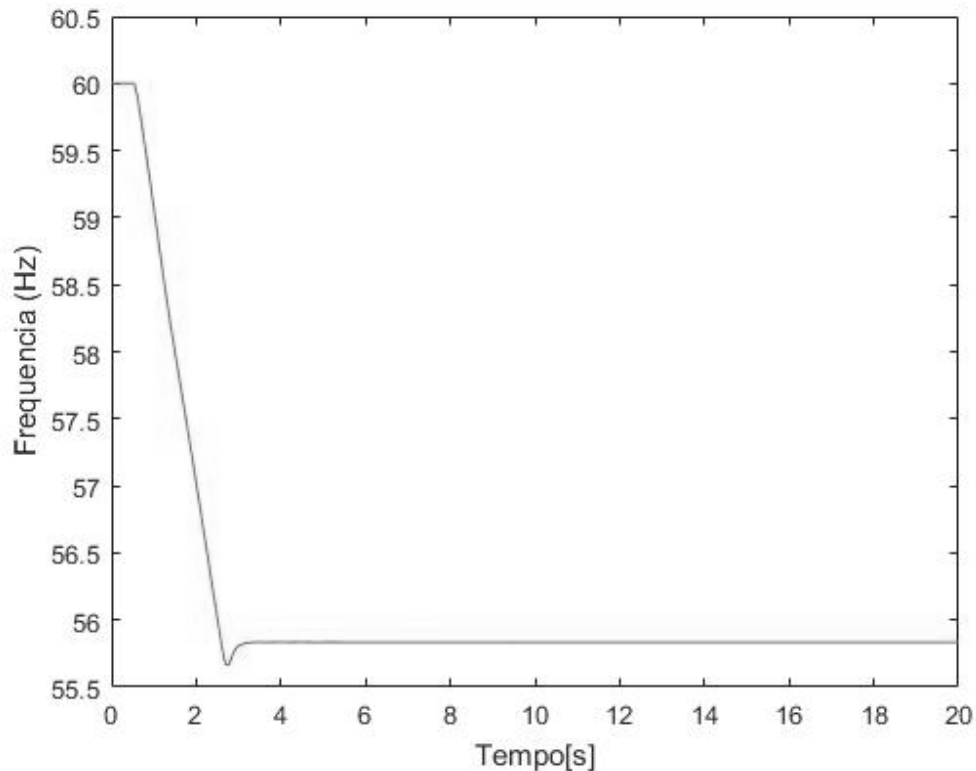
Figura 4.20 – Potência ativa durante a falta.



Fonte: Produção do próprio autor.

Como não houve grandes variações de frequência para testar o controle em sua totalidade (controle de ângulo e controle de frequência), foi aplicada uma rampa negativa de frequência, na barra da extrema esquerda que liga o sistema simulado ao restante do sistema. A rampa tem taxa de decaimento de -2 Hz/s, iniciou em 0,5 s e terminou em 2,6 s, permanecendo pelo restante da simulação no valor abaixo da frequência nominal do sistema, que é 60 Hz como pode ser observado na Fig. 4.21.

Figura 4.21 – Variação da frequência do sistema elétrico.



Fonte: Produção do próprio autor.

A resposta do controle à perturbação de frequência no sistema é o aumento da potência de saída decorrente da resposta inercial das turbinas. Em seguida esta potência vai decair, pois a resposta inercial atua apenas nos primeiros segundos, dando início então a atuação efetiva do controle de ângulo de passo para controlar a potência gerada (Fig. 4.22).

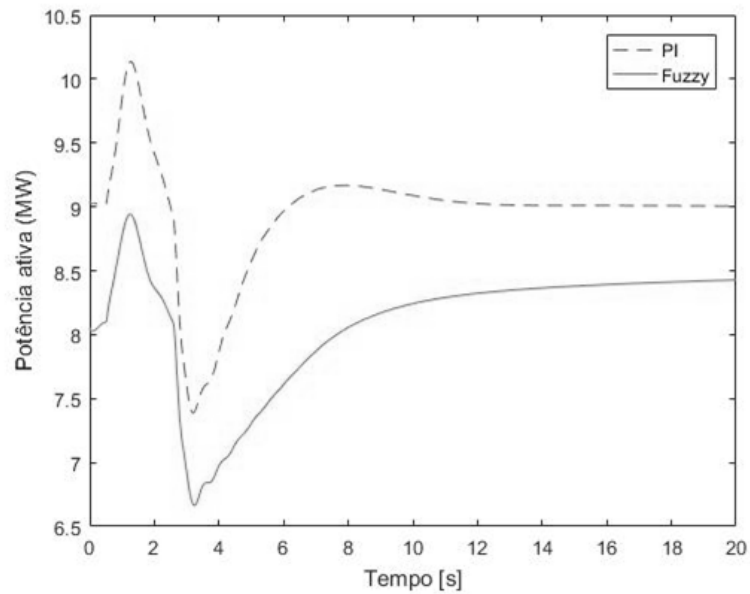
Analisando os resultados apresentados na Fig. 4.22, pode-se comparar o que acontece no sistema com controle PI operando no modo normal (sem subgeração) e no sistema com o controle fuzzy com a subgeração:

- As potências iniciais das turbinas, e conseqüentemente do parque, são diferentes e durante o evento a turbina com PI extrapola sua potência nominal de 9 MW podendo causar danos às turbinas e conversores;
- No controle fuzzy as turbinas são modificadas para operar com 10% a menos de geração, sobrando uma margem para ser utilizada no controle;
- Após o evento o parque sem subgeração (PI) volta ao seu estado inicial mesmo quando a frequência do sistema não voltou aos 60 Hz, pois com esta configuração

as turbinas não são capazes de prover potência acima da nominal por longos períodos de tempo;

- Enquanto o problema persiste, o parque que opera com subgeração provê uma potência maior do que a sua original (8 MW) até o limite de 9 MW que é o valor de geração para o qual o parque foi projetado, não excedendo, assim, os limites operativos das turbinas. A geração estabilizou em 8,4 MW (Fig. 4.21).

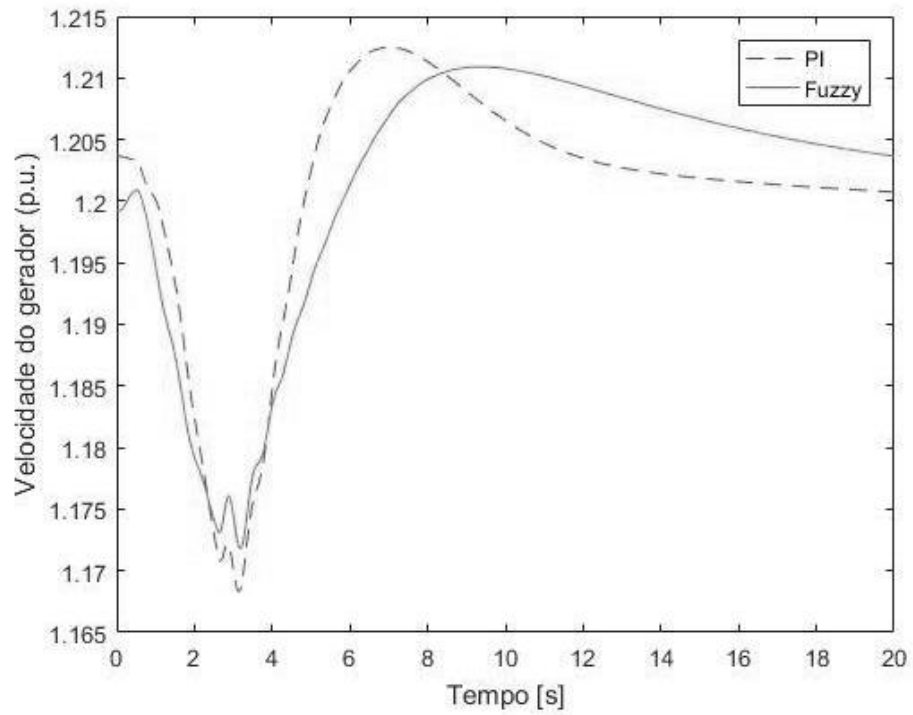
Figura 4.22 – Potência ativa durante o evento.



Fonte: Produção do próprio autor.

A velocidade do gerador com o controle fuzzy teve pouca variação em relação ao controle original durante o evento (Fig. 4.23). Mostrando que o controle desenvolvido não prejudica as demais variáveis do sistema.

Figura 4.23 – Velocidade do gerador durante o evento.



Fonte: Produção do próprio autor.

5. CONCLUSÕES

Com o auxílio de malhas de controle adicionais os geradores eólicos podem participar do controle de frequência.

De acordo com os trabalhos analisados, de maneira geral, há pelo menos duas possibilidades em que uma usina eólica é capaz de oferecer a capacidade de aumentar a produção em resposta a uma variação na frequência:

- Operando abaixo de sua potência máxima (*deloaded*) para a condição de vento atual, utilizando o controle de *pitch* para alterar a sua potência de saída (método escolhido neste trabalho); ou,
- A partir da energia cinética armazenada em seus rotores.

Ambas as abordagens podem permitir que uma usina eólica seja capaz de oferecer resposta rápida a uma variação de frequência. Contudo, ambas estão inevitavelmente sujeitas a restrições tais como limites para torques de acoplamento, limites aerodinâmicos das turbinas e variação do vento, por exemplo.

Assim, a capacidade de resposta a eventos de frequência oferecida por uma usina eólica não será a mesma que a capacidade de controle de plantas convencionais. Enquanto a capacidade de resposta oferecida por uma usina convencional é garantida, uma vez que os controles são selecionados por seu operador e há combustível disponível permanentemente, a capacidade de resposta de uma usina eólica dependerá sempre do vento disponível.

Com os esforços para gerar tanta energia quanto seja possível com o vento disponível, a potência desperdiçada pela maioria dos controles apresentados vale a pena, em relação aos benefícios do controle de frequência em sistemas de grande penetração das usinas eólicas, proporcionando uma maior autonomia aos sistemas. Ressalta-se que a introdução de qualquer nova tecnologia de geração no sistema deve ser feita de modo que seja compatível com os princípios operacionais do sistema existente.

Com as mudanças no cenário do sistema elétrico, as plantas eólicas tendem a ser cada vez mais requisitadas; deseja-se aproximar seu funcionamento ao das plantas convencionais. Porém, não é necessário que todas as plantas contribuam nas ações de controle de frequência da rede, podendo-se selecionar plantas específicas para cumprir esse papel. É essencial que a

energia seja despachada e as plantas funcionem de tal modo que as contribuições de ação de controle sejam suficientes de acordo com sua localização geográfica.

O controle desenvolvido e testado no RTDS[®] e no Matlab[®] permitiu o bom funcionamento da turbina eólica utilizando uma metodologia alternativa aos controles clássicos. O controle de frequência, também baseado em lógica fuzzy, tem um destaque, pois auxilia nos serviços ancilares. Como grande vantagem do controle fuzzy destaca-se sua fácil adaptação a outros modelos de turbina que utilizem o controle de *pitch*, uma vez que o algoritmo é o mesmo, bastando apenas fazer testes para adaptação das faixas de operação do controle.

Em países que dispõem de alta penetração de energia eólica, como a Alemanha, Espanha, Estados Unidos e Dinamarca, o enfoque na participação desta fonte nos serviços ancilares é imprescindível, pois as outras fontes de geração se apresentam em menor quantidade demandando atuação das usinas de energia eólica não só na geração, mas também nos diversos controles do sistema elétrico.

A disponibilidade de parques eólicos que possam atuar nos serviços ancilares (ao qual o controle de frequência está inserido) é de fundamental importância no cenário atual de grande penetração de energia eólica no sistema elétrico brasileiro.

Como continuação dos estudos realizados nesta tese, são sugeridas as seguintes propostas de trabalhos futuros:

- Estudo de viabilidade da implantação de usinas ou modificação de usinas existentes para desempenhar serviços ancilares;
- Identificação de redes fracas, mas com alto grau de penetração de parques eólicos que possam se beneficiar do controle;
- Estudo da estimação de potência disponível para serviços ancilares em um parque que opere em subgeração;

REFERÊNCIAS

-
- ACKERMANN, T. *Wind Power in Power Systems*. Stockholm: Wiley, 2005. 691 p.
- AEMO. *Wind Turbine Plant Capabilities Report - Wind Integration Studies*. Australia, 2013.
- AKHMATOV, V. and NIELSEN, A. H. *Fixed Speed Active-stall Wind Turbines in Offshore Applications*. Proc. Int. Conf. Power System Transients IPST'99, Budapest, Hungary, p. 289-294. June 1999.
- AKHMATOV, V. *Note concerning the mutual effects of grid and wind turbine voltage stability control*. Wind Engineering, vol. 25, no. 6, p. 367–371. 2001.
- AKHMATOV, V. *Variable-speed Wind Turbines with Doubly-fed Induction Generators – Part I: Modelling in Dynamic Simulation Tools*. Wind Engineering, [S.l.], vol. 26, no. 2, p. 85-108, 2002a.
- AKHMATOV, V. *Variable-speed Wind Turbines with Doubly-fed Induction Generators – Part II: Power System Stability*. Wind Engineering, [S.l.], vol. 26, no. 3, p. 171-188, 2002b.
- AKHMATOV, V.; KNUDSEN, H.; NIELSEN, A. H.; PEDERSEN, J. K.; POULSEN, N. K. *Modelling and Transient Stability of Large Wind Farms*. Elsevier Electrical Power and Energy Systems, [S.l.], 25, p. 123-144, 2003.
- AKHMATOV, V. *Analysis of Dynamic Behavior of Electric Power Systems With Large Amount of Wind Power*. 2003. 261 f. Thesis (PhD) – Technical University of Denmark, Denmark, 2003.
- ALMEIDA, R. G.; PEÇAS LOPES, J. A.; BARREIROS, J. A. L. *Improving Power System Dynamic Behavior Through Doubly Fed Induction Machines Controlled by Static Converter Using Fuzzy Control*. IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 19, N° 4, November, 2004.
- ALMEIDA, A. M. F. *Otimização Multiobjetivo e Lógica Fuzzy Aplicados ao Planejamento Integrado de Bancos de Capacitores e Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição*. 2009. 126 f. Tese (Doutorado) – UFCG, Campina Grande. 2009.

- BARROS, L. S. *Uma Estratégia de Controle para o Melhoramento do Comportamento Dinâmico de Máquinas de Indução Duplamente Alimentadas Operando como Geradores Eólicos*. 2006. 112 f. Tese (Doutorado) – UFCG, Campina Grande. 2006.
- BIANCHI, F. D.; BATTISTA, H.; MANTZ, R. J. *Wind Turbine Control Systems: Principles, Modelling and Gain Scheduling Design*. London: Springer. 2007. 205 p.
- BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N; BOSSANYI, E. *Wind Energy Handbook*. Chichester: John Wiley & Sons Ltd., 2001. 617 p.
- CONROY, J. F.; WATSON, R. *Frequency Response Capability of Full Converter Wind Turbine Generators in Comparison to Conventional Generation*. v. 23, n. 2, p. 649–656, 2008.
- COURTECUISSÉ, V.; MOKADEM, M. El.; GUILLAUD, X.; SALHA, F.; ROBYNS, B. *Use of real time simulation to validate primary frequency control with wind turbine*. IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, p. 1–8, jul. 2008.
- COX, Earl. *The Fuzzy Systems Handbook: a practitioner's guide to building, using, and maintaining fuzzy systems*, Academic Press, 1994. 623p.
- DÍAZ-GONZÁLEZ, F.; HAU, M.; SUMPER, A.; GOMIS-BELLMUNT, O. *Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 34, p. 551–564, 2014.
- EKANAYAKE, J.; HOLDSWORTH, L.; JENKINS, N. *Control of DFIG Wind Turbines*. Power Engineer, p. 28-32, February, 2003.
- ERLICH, I., WILCH, M. *Primary frequency control by wind turbines*. Power and Energy Society General Meeting, 2010.
- FRANÇA, J. L.; VASCONCELLOS, A. C. *Manual para normalização de publicações técnico-científicas*. 8 ed. Belo Horizonte: Ed. UFMG, 2009. 258 p.
- GÖÇMEN, T. *Possible Power Estimation of Down-Regulated Offshore Wind Power Plants*. 2015. 161 f. Danmarks Tekniske Universitet, Roskilde, Denmark, 2015.

- HANSEN, A. D.; JAUCH, C.; SØRENSEN, P. E.; IOV, F.; BLAABJERG, F. *Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT*. Technical Report RISØ-R-1400, RISØ National Laboratory, Roskilde, Denmark, 2003.
- HANSEN, A. D.; SØRENSEN, P. E.; IOV, F.; BLAABJERG, F. *Control of variable speed wind turbines with doubly-fed induction generators*. Wind Engineering, vol. 28, N° 4, Denmark, 2004.
- HAU, E. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. 2nd ed. Germany: Springer, 2006. 783 p.
- HEIER, S. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. Chicester: John Wiley & Sons, 1998. 385 p.
- HUI, J.; BAKHSHAI, A.; JAIN, P. K. *A Master-Slave Fuzzy Logic Control Scheme for Maximum Power Point Tracking in Wind Energy Systems*. p. 1–6, 2010.
- HOLDSWORTH, L.; EKANAYAKE, J. B.; JENKINS, N. *Power system frequency response from fixed speed and doubly fed induction generator-based wind turbines*. Wind Energy, v. 7, n. 1, p. 21–35, 2004.
- JALALI, Mansour. *DFIG Based Wind Turbine Contribution to System Frequency Control*. Thesis requirement for the degree of Master of Applied Science in Electrical and Computer Engineering Waterloo, Ontario, Canada, 2011.
- KOESSLER, R. J.; PILLUTLA, S.; TRINH, L. H.; DICKMANDER, D. L. *Integration of large wind farms into utility grids – Part I: Modeling of DFIG*. In: IEEE Power Engineering Society General Meeting, [S.l.], vol. 3, 2003, p. 1512-1519.
- KEUNG P-K, Li P, BANAKAR H, OOI B. *Kinetic energy of wind-turbine generators for system frequency support*. IEEE Trans Power System; 24:279–87. 2009.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994. 1176 p.
- LAUKHAMAR, A. G.; ZENI, L.; SØRENSEN, P. E. *Alternatives for Primary Frequency Control Contribution from Wind Power Plants Connected to VSC-HVDC Intertie*. Presented at: European Wind Energy Conference & Exhibition 2014, Barcelona, 2014.

- LIMA, F. K. A. *Aerogerador Baseado em Máquina de Indução Duplamente Alimentada - Suportabilidade para Afundamento de Tensão*. 2009. 131 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.
- LOPES, J. A. P.; ALMEIDA, R. G. *Descrição de Modelos Matemáticos de Máquinas de Indução Convencional e Duplamente Alimentada e Estratégias de Controle para Estudo Dinâmico e de Estabilidade Transitória*. Trabalho de Consultoria para o ONS Brasil, INESC PORTO, 2004a. Documento obtido sob demanda.
- LOPES, J. A. P.; ALMEIDA, R. G. *Documentação do Programa de Simulação Dinâmica de Sistemas de Potência com Geradores de Indução Duplamente Alimentados e Geradores Convencionais com Controle de Pitch*. Trabalho de Consultoria para o ONS Brasil, INESC PORTO, 2004b. Documento obtido sob demanda.
- MACÊDO, A. V. de A. *Controle do Ângulo de Passo de uma Turbina Eólica Utilizando Lógica Fuzzy*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Campina Grande. 2012. 61p.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. Amherst: John Wiley & Sons Ltd., 2002. 577 p.
- MARTINS, C. C.; ASSIS, T. M. L.; TARANTO, G. N. *Análise do Impacto da Geração Distribuída em Sistemas Elétricos de Potência através de Simulação Rápida no Tempo*. In: XV CBA - Congresso Brasileiro de Automática, 2004, Gramado, Setembro, 2004.
- MILLER, N. W.; PRICE, W. W.; SANCHEZ-GASCA, J. J. *Dynamic modelling of GE 1.5 and 3.6 wind turbine generators*. Technical Report, Power Systems Energy Consulting, General Electric International, Shenectady, U.S.A. October, 2003. 31 p.
- MORREN, J.; de HAAN, S. W. H.; KLING, W. L.; FERREIRA, J. A. *Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control*. IEEE Transactions on Power Systems, v. 21, n. 1, p. 433–434, 2006.
- MORREN J, PIERIK J, de HAAN S. *Inertial response of variable speed wind turbines*. Electrical Power System, 2006; 76:980–7.
- MOTA, W. S. *Programa de Estabilidade Transitória – Etabeolica*. P&D CELPE/UFCG – Campina Grande, PB, 2002.

- MOTA, W. S.; BARROS, L. S.; PAMPLONA, F. M. P.; EPAMINONDAS, A. N.; BRAGA FILHO, E. R.; FORMIGA, A. M.; SANTOS, A. A. *Dynamic Simulations of Electric Power Systems Containing Wind Generation*. In: IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, São Paulo, November 8-11, 2004.
- MOTA, W. S.; BARROS, L. S. *Dynamic Simulations of Wind Generators Connected to Distribution Systems*. In: 18TH CIRED – International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Turin, 6-9 June, 2005a.
- MOTA, W. S.; BARROS, L. S. *Análise do Impacto na Qualidade de Energia da Conexão de Unidades de Geração Eólica a Sistemas de Potência*. VI SBQEE – Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica, Belém, Agosto, 2005b.
- MOTA, W. S. *Simulação de Transitórios Eletromecânicos em Sistemas de Potência*. Campina Grande: Epgraf, 2006. 368 p.
- MOUTIS, P.; LOUKARAKIS, E.; PAPATHANASIOU, S.; HATZIARGYRIOU, N. D. *Primary Load-Frequency Control from Pitch Controlled Wind Turbines*. IEEE Bucharest Power Tech Conference, June 28th - July 2nd, Bucharest, Romania. 2009.
- MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P. *Pitch-controlled Variable-speed Wind Turbine Generation*. IEEE Transactions on Industry Applications, [S.l.], vol. 37, no. 1, p. 240-246, January-February 2001.
- MULJADI, E.; BUTTERFIELD, C. P.; PARSONS, B.; ELLIS, A. *Effect of Variable Speed Wind Turbine Generator on Stability of a Weak Grid*. IEEE Transactions on Energy Conversion, [S.l.], vol. 22, no. 1, March, 2007.
- MULJADI, E.; GEVORGIAN, V.; SINGH, M.; SANTOSO, S. *Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants*. IEEE Symposium on Power Electronics and Machines in Wind Applications Denver, Colorado July 16-18, 2012.
- MULJADI, E.; SINGH, M.; GEVORGIAN, V. *Fixed-Speed and Variable-Slip Wind Turbines Providing Spinning Reserves to the Grid*. IEEE Power and Energy Society General Meeting, November 2012, 2013.
- MÜLLER, S.; DEICKE, M.; DE DONCKER, R.W. *Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines*. IEEE Industry Applications Magazine, vol. 8, no. 3, p. 26-33. 2002.

- MUNTEANU, I.; BRATCU, A. I.; CUTULULIS, N. A.; CEANGĂ, E. *Optimal Control of Wind Energy Systems*. London: Springer, 2008. 283 p.
- NIELSEN, J. E.; VARMINING, S.; GAARDESATRUP, C. *Review of Technical Options and Constrains for Integration of Distributed Generation in Electricity Networks*. Report SUSTELNET, Netherlands, December, 2002.
- NUNES, M.V.A.; BEZERRA, U.H.; ZURN, H. H. *Transient stability margin of variable versus fixed speed wind systems in electrical grids*. In: IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, vol. 3, 7 p., Bologna, Jun. 2003.
- NUNES, M. V. A.; LOPES, J. A. P.; ZURN, H. H.; BEZERRA, U. H.; ALMEIDA, R. G. *Influence of the Variable Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids*. IEEE, Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 4, dec, 2004.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Procedimentos de Rede: Análise técnica dos serviços auxiliares de suporte de reativos, controle secundário de frequência e autorrestabelecimento integral*, Módulo 21 dos Procedimentos de Rede, Submódulo 21.9, ver. 2016.12, Janeiro de 2017a.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às Instalações de Transmissão*, Módulo 3 dos Procedimentos de Rede, Submódulo 3.6, ver. 2016.12, Janeiro de 2017b.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Histórico da operação*. Disponível em <www.ons.org.br> Acesso em: 12 Janeiro de 2017c.
- ORTEGA, N. R. S. *Aplicação da teoria de conjuntos fuzzy a problemas de biomedicina*. 2001. 152 f. Tese (Doutorado) – USP, São Paulo. 2001.
- PÖLLER, M. A. *Doubly-fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms*. IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, 2003, Bologna, Italy.
- ROSAS, P. A. C. *Dynamic Influences of Wind Power on the Power System*. 2003. 152 f. Thesis (PhD) – Technical University of Denmark, Denmark, 2003.

- ROSAS, P. A. C.; ESTANQUEIRO, A. I. *Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas – voll: Projeto Elétrico e Impacto de Centrais Eólicas na Rede Elétrica*. Recife: Centro Brasileiro de Energia Eólica, 2003.
- ROSS, Timothy J., *Fuzzy Logic with Engineering Application*, 3rd ed. USA: John Wiley & Sons, 2010. 585p.
- SALLES, M. B. C. *Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica*. 2009. 124 f. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo. 2009.
- SA-NGAWONG, N.; NGAMROO, I. *Optimal fuzzy logic-based adaptive controller equipped with DFIG wind turbine for frequency control in stand alone power system*. 2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia), p. 1–6, nov. 2013.
- SANKARAYOGI, R. *Software Tools for Real-Time Simulation and Control: Real-Time Simulation, Hardware-In-the-Loop, Real-Time Linux, Matlab/Simulink/RTAI*, VDM Verlag, December 2008.
- SANTOS, A. K. X. *Um Compensador para a Correção em Tempo Real da Tensão Secundária de Transformadores de Potencial Capacitivos*. Dissertação de Mestrado, UFCG, Setembro 2011.
- SATTAR, A.; AL-DURRA, A.; MUYEEN, S. M. *Real time Implementation of STATCOM to Analyze Transient and Dynamic Characteristics of Wind Farm*. 2011.
- SILVA, K. F. *Controle e integração de centrais eólicas à rede elétrica com geradores de indução duplamente alimentados*. 2006. 240 f. Tese (Doutorado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo. 2006.
- SIMÕES, M. G.; SHAW, I. S. *Controle e Modelagem Fuzzy*. 2a ed. São Paulo: Blucher, 2007. 186 p.
- SLOOTWEG, J.G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. *Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator*. In: IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, p. 644-649, vol. 1, July, 2001a.

- SLOOTWEG, J.G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. *Initialization of wind turbine models in power system dynamics simulations*. In: IEEE Porto Power Tech Proceedings, 6 p., vol. 4, September, 2001b.
- SLOOTWEG, J. G.; De HAAN, S. W. H.; POLINDER, H.; KLING, W. L. *Voltage Control Methods with Grid Connected Wind Turbines: a tutorial review*. Wind Engineering, Volume 25, N° 6, pp 353-999, 2001c;
- SLOOTWEG, J.G.; KLING, W. L. *Aggregated Modelling of Wind Parks in Power System Dynamics Simulations*. IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, June, 2003a.
- SLOOTWEG, J. G.; KLING, W. L. *Is the Answer Blowing in the Wind?* IEEE Power & Energy magazine. p.26-33, November-December, 2003b.
- SLOOTWEG, J.G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. *Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations*. IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 18, no. 4, p. 516-524, December, 2003.
- SLOOTWEG, J. G. *Modelling and Impact on Power System Dynamics*. 2003. 206 f. Thesis (PhD) – Delft University of Technology, Delft, 2003.
- SØRENSEN, P. E., BARAHONA, B., YOU, R., HANSEN, A. D., CUTULULIS, N. A. *Assessment of the impact of frequency support on DFIG wind turbine loads*. 12th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, London, 2013.
- SØRENSEN, P. E.; LIN, J.; SUN, Y.; SONG, Y.; GAO, W. *Wind Power Fluctuation Smoothing Controller Based on Risk Assessment of Grid Frequency Deviation in an Isolated System*. in journal: IEEE Transactions on Sustainable Energy, pages: 379-392, 2013.
- TARNOWSKI, G. C.; KJÆR, P. C.; DALSGAARD, S.; NYBORG, A. *Regulation and frequency response service capability of modern wind power plants*. IEEE PES General Meeting, PES 2010, p. 1–8, 2010.
- TARNOWSKI, G. C. *Coordinated Frequency Control of Wind Turbines in Power Systems with High Wind Power Penetration*. Thesis. Danmarks Tekniske Universitet, Lyngby, Denmark, 2011.

- VALSERA-NARANJO, E.; SUMPER, A.; GOMIS-BELLMUNT, O.; JUNYENT-FERRÉ, A.; MARTÍNEZ-ROJAS, M. *Design of a pitch control of a wind turbine to improve system frequency response*. Centre d'Innovació Tecnològica en Convertidors Estàtics i Accionaments, Barcelona, Spain. 2009.
- van VLIET, I. J.; van VOORDEN, A. M.; SCHAVEMAKER, P. H.; PAAP, G. C. *Real-Time Simulation to Study the Impact of Renewable Energy in Power Systems*. International Conference on Future Power Systems. 18 Nov. 2005.
- WANG, L.X. *A Course in Fuzzy Systems and Control*. 1997. USA: Prentice Hall International, Inc. 1997. 424 p.
- YINGCHENG, X.; NENGLING, T. *Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine*. *Renewable Energy*, v. 36, n. 6, p. 1671–1677, jun. 2011.
- ZADEH, L. A. *Fuzzy sets*. *Information and Control*, v. 8, 1965. p. 338–353
- ZADEH, L. A. *Fuzzy sets and applications*. USA: John Wiley & Sons, 1987. 684p.
- ZHANG, J.; CHENG, M.; CHEN, Z.; FU, X. *Pitch angle control for variable speed wind turbines*. *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, China, April, 2008.
- ZINGER, D. S.; MULJADI, E. *Annualized wind energy improvement using variable speeds*. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 33, no. 6, November-December, 1997.

APÊNDICE A – CÓDIGOS EM LINGUAGEM C (CBUILDER)

Códigos de linguagem C utilizado para a implementação do controle fuzzy no Matlab[®].

VERSION:

3.001

```
#include "Fuzzy1ent.h"
```

STATIC:

```
double inputs[1];
double pitch[1];
```

```
int res;
double step;
double xMin;
double xMax;
double x[80];
double y[80];
int value[1];
double Inputs1[5];
//double Inputs2[5];
double R[5]; // Construir todas as condições (ZE,PS,PM,PL, ...)
double CondR[1]; //Variável auxiliar para armazenar o resultado da condição
double a,b,c;
double triang;
int i, j;
```

RAM_FUNCTIONS:

RAM:

CODE_FUNCTIONS:

```
// Gera os valores na faixa de [min,max] com incrementos definidos por 'step'*/
void generate(double minimum, double maximum, double st, double* values,int length)
{
    double x = minimum;
    int i;
    for(i=0;i<length;i++,x+=st)
        values[i] = x;
}

// Estabelece todos os elementos do array com o mesmo valor
void set(double* values,int length,double value)
{
```



```

    int i;
    for(i=0;i<length;i++)
        values[i] = value;
}

// Retorna o menor elemento do array

double min_array(double* x)
{
    double m = x[0];
    int i;
    for(i=1;i<length;i++)
        m = min(m,x[i]);
    return m;
}

double max_array(double* x, int length)
{
    if(length <= 0) return (double)0;
    double m = x[0];
    int i;
    for(i=1;i<length;i++)
        m = max(m,x[i]);
    return m;
}

// Centroide dos pontos ==> Utilizado na Defuzzificação

double centroid(double* x, double* y, int length)
{
    double *Cx;
    double a = 0;
    double tx = 0;
    double ty = 0;
    double jk = 0;
    int i = 0;
    int l = length - 1;
    for(;i<l;i++)
    {
        jk = ((x[i] * y[i+1]) - (x[i+1] * y[i]));
        a += jk/2;
        tx += (x[i] + x[i+1]) * jk;
    }
    *Cx = (tx / (6 * a));

    double auxbeta[1];
    auxbeta[0] = *Cx;

    return(auxbeta[0]);
}

```

```

double Cont_Fuzzy(double* inputs) //, double* outputs)
{ // Transformação das entradas reais em entradas fuzzy ==> fuzzificação

    // Variável de entrada Erro de velocidade (varW)

    // 'ZE'
    a=-0.5;
    b=0;
    c=5;
    Inputs1[0]=max(min((inputs[0] - a) / (b - a), (c - inputs[0]) / (c - b)), 0);

    // 'PS'
    a=4;
    b=8;
    c=12;
    Inputs1[1]=max(min((inputs[0] - a) / (b - a), (c - inputs[0]) / (c - b)), 0);

    // 'PL'
    a=24;
    b=36;
    c=37;
    Inputs1[2]=max(min((inputs[0] - a) / (b - a), (c - inputs[0]) / (c - b)), 0);

    // 'PM'
    a=10;
    b=16;
    c=22;
    Inputs1[3]=max(min((inputs[0] - a) / (b - a), (c - inputs[0]) / (c - b)), 0);

    // 'PML'
    a=18;
    b=24;
    c=30;
    Inputs1[4]=max(min((inputs[0] - a) / (b - a), (c - inputs[0]) / (c - b)), 0);

    // Regra 1
    CondR[0] = Inputs1[0];
    R[0] = min_array(CondR); //ZE entao ZE

    // Regra 2
    CondR[0] = Inputs1[1];
    R[1] = min_array(CondR); //PS entao PS

    // Regra 3
    CondR[0] = Inputs1[2];
    R[2] = min_array(CondR); //PL entao PL

    // Regra 4
    CondR[0] = Inputs1[3];

```

```

R[3] = min_array(CondR); //PM entao PM

// Regra 4
CondR[0] = Inputs1[4];
R[4] = min_array(CondR); //PM entao PM

// Variável de saída Beta (0 a 36°)
xMin = 0; //modificar esses valores de acordo com a faixa de saída
xMax = 40;
res=80;
step=0.5;
//step = (xMax - xMin) / (res - 1);
generate(xMin, xMax, step, x, res);
set(y, res, 0);

//Agregação das regras (consequentes)

//Ativação das regras
value[0] = 0; //ZE
i=0; j=0; triang =0;
a=0;
b=0.1;
c=5;
for(;i<res;i++)
{
  for(j=0;j<1;j++){
    triang=max(min((x[i] - a) / (b - a), (c - x[i]) / (c - b)), 0);
    y[i] = max(y[i],R[value[j]] * triang);
  }
}

value[0] = 1; //PS
i=0; j=0; triang =0;
a=4;
b=8;
c=12;
for(;i<res;i++)
{
  for(j=0;j<1;j++){
    triang=max(min((x[i] - a) / (b - a), (c - x[i]) / (c - b)), 0);
    y[i] = max(y[i],R[value[j]] * triang);
  }
}

value[0] = 2; //PL
i=0; j=0; triang =0;
a=24;
b=36;
c=37;

```

```

for(i<res;i++)
{
  for(j=0;j<1;j++){
    triang=max(min((x[i] - a) / (b - a), (c - x[i]) / (c - b)), 0);
    y[i] = max(y[i],R[value[j]] * triang);
  }
}
value[0] = 3;           //PM
i=0; j=0; triang =0;
a=10;
b=16;
c=22;
for(i<res;i++)
{
  for(j=0;j<1;j++){
    triang=max(min((x[i] - a) / (b - a), (c - x[i]) / (c - b)), 0);
    y[i] = max(y[i],R[value[j]] * triang);
  }
}

value[0] = 4;           //PML
i=0; j=0; triang =0;
a=18;
b=24;
c=30;
for(i<res;i++)
{
  for(j=0;j<1;j++){
    triang=max(min((x[i] - a) / (b - a), (c - x[i]) / (c - b)), 0);
    y[i] = max(y[i],R[value[j]] * triang);
  }
}

//A partir do resultado da agregação é feita a defuzzificação

pitch[0]=centroid(x, y, res);
return(pitch[0]);
}
CODE:
inputs[0] = varW;

if (inputs[0] < 0){
  Beta=0;
}else {

Beta=Cont_Fuzzy(inputs);
}

```

APÊNDICE B – ATIVIDADES COMPLEMENTARES

Além da pesquisa relacionada ao tema deste trabalho, no período de doutorado sanduíche houve a participação na etapa de avaliação e no vídeo institucional de divulgação do curso em plataforma *Massive Open Online Course* (MOOC) sobre Energia Eólica desenvolvido pela *Danmarks Tekniske Universitet* (DTU). Assim como, participação no curso após o lançamento.

Na etapa de avaliação os avaliadores assistiram todas as vídeo-aulas e resolveram todos os exercícios propostos. O *feedback* a respeito dos vídeos, material disponível e atividades propostas foi realizado em reuniões com os outros avaliadores assim como com a coordenadora responsável pelo curso. Após a avaliação, o curso foi lançado para o público em geral com uma grande adesão, inclusive do público da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) onde o curso também foi divulgado.

Link para o vídeo de divulgação do curso: <https://youtu.be/he4UWTGHxrY>

Link para o curso: <https://www.coursera.org/learn/wind-energy>