

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CENTRO TECNOLÓGICO - CTC**

Edson Zanlorensi Junior

**CONTRIBUIÇÃO PARA A REGULAÇÃO DE
FREQUÊNCIA DO SISTEMA ELÉTRICO ATRAVÉS DA
EMULAÇÃO DE INÉRCIA EM CENTRAIS
GERADORAS EÓLICAS**

Florianópolis

2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Zanlorensi Jr., Edson

Contribuição para a regulação de frequência do sistema elétrico através da emulação de inércia em centrais geradoras eólicas / Edson Zanlorensi Jr. ; orientador, Antonio José Alves Simões Costa, 2018. 139 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Inércia Sintética. 3. Energia Eólica. 4. Aerogeradores. 5. Emulação de Inércia. I. José Alves Simões Costa, Antonio. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Edson Zanlorensi Junior

**CONTRIBUIÇÃO PARA A REGULAÇÃO DE
FREQUÊNCIA DO SISTEMA ELÉTRICO ATRAVÉS DA
EMULAÇÃO DE INÉRCIA EM CENTRAIS
GERADORAS EÓLICAS**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.

Florianópolis

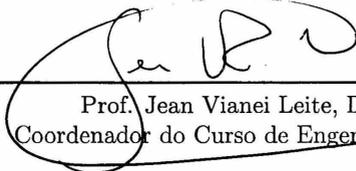
2018

Edson Zanlorensi Junior

**CONTRIBUIÇÃO PARA A REGULAÇÃO DE
FREQUÊNCIA DO SISTEMA ELÉTRICO ATRAVÉS DA
EMULAÇÃO DE INÉRCIA EM CENTRAIS
GERADORAS EÓLICAS**

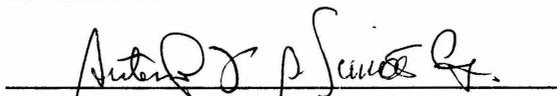
Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para a obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pelo Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 11 de dezembro 2018.

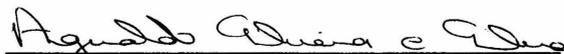


Prof. Jean Viane Leite, Dr. Eng.
Coordenador do Curso de Engenharia Elétrica

Banca examinadora:



Prof. Antonio José Alves Simões Costa, Ph.D.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Aguinaldo Silveira e Silva, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina

Dedico este trabalho aos meus pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela oportunidade da vida.

Agradeço imensamente a meus pais por todo o apoio dado durante todo o tempo e por estarem sempre presentes na minha vida. Expresso meus agradecimentos também a João Vinholi, que foi um amigo de extrema parceria durante a graduação e continua sendo.

Expresso gratidão ao orientador Simões pela paciência e atenção, bem como pelos conhecimentos passados. Foi de grande honra para mim.

Por fim, sou grato a todos os amigos e familiares que torcem pelo meu sucesso.

*O insucesso é apenas uma oportunidade
para recomeçar com mais inteligência.*

Henry Ford

RESUMO

O aumento na penetração de energia eólica na matriz energética vem reduzindo consideravelmente as emissões de poluentes causadas por fontes provenientes de combustíveis fósseis. No entanto, à medida em que a participação eólica na rede torna-se significativa, alguns problemas técnicos associados à operação do sistema elétrico tornam-se mais evidentes. Um dos maiores problemas é a questão da redução da inércia efetiva do sistema: a maioria dos aerogeradores modernos são equipados com conversores de eletrônica de potência que provocam o desacoplamento inercial do gerador eólico à rede elétrica. Dessa forma, sistemas com grande penetração eólica tendem a apresentar maiores oscilações frente a distúrbios na rede, o que é indesejável do ponto de vista do comportamento dinâmico. Este trabalho tem como objetivo a análise de algumas estratégias de controle utilizadas para a obtenção de resposta inercial sintética em aerogeradores. Simulações computacionais realizadas permitem avaliar a contribuição da inércia sintética para a dinâmica do sistema elétrico.

Palavras-chave: Aerogeradores. Emulação de inércia. Energia eólica. Inércia Sintética. Turbinas eólicas.

ABSTRACT

The increase in wind energy installed capacity has been considerably reducing greenhouse gas emissions caused by fossil fuel power plants. However, the higher the wind penetration in the system, the worse are some technical issues associated with system operation. One of the biggest challenges concerns the effective system inertia reduction: most modern wind turbines are connected to the electrical system through power electronic converters. These converters are responsible for causing an inertial decoupling from the wind generator to the grid. Thus, systems that present a high wind energy penetration tend to show higher oscillations after disturbances, which is undesirable from the system dynamics standpoint. The objective of this work is to analyze some of the control strategies used to synthetically provide inertial response in wind turbines. Computer simulations are carried out to evaluate the contribution of synthetic inertia to the grid dynamic behavior.

Keywords: Wind Turbines. Synthetic Inertia. Wind Energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Matriz energética brasileira. Fonte: [1]	28
Figura 1.2	Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil. Fonte: [2]	29
Figura 1.3	Ranking mundial de capacidade eólica acumulada em 2017. Fonte: [5]	30
Figura 2.1	Curvas de eficiência da turbina em função do <i>tip-speed ratio</i> e do ângulo de <i>pitch</i> . Fonte: do autor	38
Figura 2.2	Curvas de potência em função da velocidade angular do rotor e da velocidade do vento. Fonte: do autor	39
Figura 2.3	Curva de potência típica de um aerogerador. Fonte: do autor	40
Figura 2.4	Diagrama de blocos do método de controle de <i>tip- speed ratio</i> . Fonte: do autor	41
Figura 2.5	Diagrama de blocos do controle de realimentação de potência. Fonte: do autor	42
Figura 2.6	Ilustração do controle por perturbação e observação. Fonte: do autor	43
Figura 2.7	Principais componentes de aerogeradores. Fonte: <i>Of- fice of Energy Efficiency & Renewable Energy - US Department of Energy: The inside of a wind turbine</i>	44
Figura 2.8	Turbina eólica do tipo 1. Fonte: [15]	50
Figura 2.9	Turbina eólica do tipo 2. Fonte: [15]	51
Figura 2.10	Turbina eólica do tipo 3. Fonte: [15]	52
Figura 2.11	Turbina eólica do tipo 4. Fonte: [15]	53
Figura 3.1	Circuito modelo para a máquina síncrona. Fonte: do autor, adaptado de [16]	56
Figura 4.1	Diagrama do sistema de conversão de potência. Fonte: do autor	63
Figura 4.2	Formas de onda do sinal da portadora, do sinal de referência e das tensões de linha e de fase de saída do inversor em uma possível modulação PWM. Fonte: do autor	65
Figura 4.3	Controle de corrente do retificador. Fonte: do autor.	68
Figura 4.4	Esquemático do barramento CC do conversor <i>back- to-back</i> . Fonte: do autor	68

Figura 4.5	Estrutura de um PLL trifásico convencional implementado em coordenadas dq0. Fonte: do autor.	70
Figura 4.6	Modelo simplificado do lado da rede para projeto do controlador de corrente do inversor. Fonte: do autor, baseado em [22]	71
Figura 4.7	Controle de corrente pelo inversor de potência. Fonte: do autor.	72
Figura 5.1	Diagrama de blocos da equação de oscilação do gerador síncrono. Fonte: do autor.	78
Figura 5.2	Característica de estatismo do regulador com queda de velocidade. Fonte: do autor.	80
Figura 5.3	Diagrama de blocos do sistema com regulador com queda de velocidade. Fonte: do autor.	82
Figura 5.4	Potência de saída da turbina hidráulica após degrau positivo na abertura da válvula. Fonte: do autor.	83
Figura 5.5	Diagrama de blocos do sistema compensado. Fonte: do autor.	84
Figura 6.1	Controle do método de seguimento inercial de rede. Fonte: do autor.	88
Figura 6.2	Método do seguimento inercial de rede. Fonte: do autor.	89
Figura 6.3	Estratégia de compensação de torque. Fonte: do autor.	89
Figura 6.4	Curva típica da potência de saída do aerogerador durante ativação do degrau de potência. Fonte: do autor.	91
Figura 6.5	Método de recuperação do tipo 1. Fonte: do autor. .	94
Figura 6.6	Método de recuperação do tipo 2. Fonte: do autor. .	95
Figura 6.7	Método de recuperação do tipo 3. Fonte: do autor. .	96
Figura 6.8	Possível curva de estatismo para implementação em aerogeradores. Fonte: do autor.	98
Figura 6.9	Estratégia para realizar controle primário através do controle de velocidade. Fonte: do autor.	99
Figura 7.1	Modelo aerodinâmico da turbina.	101
Figura 7.2	Modelo construído para a geração do torque de potência máxima.	102
Figura 7.3	Modelo do controle de torque utilizado.	103
Figura 7.4	Modelo do gerador da unidade eólica.	103

Figura 7.5	Modelo da rede elétrica	104
Figura 7.6	Esquema de ativação do degrau de potência	105
Figura 7.7	Esquema construído para a geração do degrau de potência	105
Figura 7.8	Esquema construído para a contagem do tempo de duração do degrau	106
Figura 7.9	Esquema construído para a geração da rampa de re- ferência de recuperação	107
Figura 7.10	Construção do modelo de recuperação do tipo 1 ...	108
Figura 7.11	Esquema de ativação de subprodução constante ...	108
Figura 7.12	Implementação da subprodução constante na recu- peração do tipo 2	109
Figura 7.13	Esquema de retorno à operação ótima na recuperação do tipo 2	110
Figura 7.14	Comparador utilizado no método de recuperação do tipo 3	110
Figura 7.15	Modelo construído para a recuperação do tipo 3 ...	112
Figura 7.16	Retomada da extração de máxima potência após a recuperação de velocidade no método 3	113
Figura 7.17	Potência aerodinâmica e velocidade do rotor da tur- bina eólica vs. velocidade do vento	114
Figura 7.18	Potências geradas e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de k_{rec}	115
Figura 7.19	Potências geradas e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de ΔP	116
Figura 7.20	Potências geradas e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de velocidade de vento	117
Figura 7.21	Potências geradas e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de duração do de- grau de potência	118
Figura 7.22	Potência gerada e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de ΔP_{sub} na re- cuperação do tipo 2	119
Figura 7.23	Potência gerada e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de P_{acc} na recu- peração do tipo 3	120

Figura 7.24	Frequência, potência aerodinâmica e velocidade do rotor da turbina eólica para $k_{aeg} = 5\%$ e $U=12$ m/s.....	121
Figura 7.25	Frequência da rede para $k_{aeg} = 10\%$, $k_{aeg} = 20\%$ e $k_{aeg} = 25\%$, considerando $U=12$ m/s.....	122
Figura 7.26	Frequência da rede para diferentes valores de ΔP considerando $U=12$ m/s constante.....	123
Figura 7.27	Frequência da rede para diferentes valores de velocidade de vento equivalente.....	124
Figura 7.28	Frequência da rede para diferentes valores de duração do degrau de potência.....	125
Figura 7.29	Curva de torque equivalente do sistema eólico simulada para os parâmetros da Tabela 2.....	126

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Requisitos técnicos mínimos de emulação de inércia exigidos pelo ONS [23].	93
Tabela 2	Parâmetros do sistema estudado.	111

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
WWEA	<i>World Wind Energy Association</i>
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
INCT	Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
TSR	<i>Tip-Speed Ratio</i>
IGBT	<i>Insulated-Gate Bipolar Transistor</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
DFIG	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i>
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PI	Proporcional Integral
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
CAG	Controle Automático de Geração

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	O SETOR EÓLICO	27
1.2	PRÓS E CONTRAS DA GERAÇÃO EÓLICA	28
1.2.1	O problema da redução da inércia do sistema elétrico	29
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
1.4	OBJETIVO DO TRABALHO	32
1.5	ESTRUTURA DO TEXTO	32
2	ENERGIA EÓLICA	35
2.1	MODELAGEM DA TURBINA EÓLICA	35
2.1.1	Potência eólica disponível	35
2.1.2	Potência extraída pela turbina	36
2.2	MÉTODOS DE EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA	40
2.2.1	Controle de <i>tip-speed ratio</i>	41
2.2.2	Controle por realimentação de potência	41
2.2.3	Controle por perturbação e observação	42
2.3	ESTRUTURA DA TURBINA EÓLICA	42
2.4	SISTEMAS DE CONTROLE DA TURBINA	46
2.4.1	Controle de torque aerodinâmico	47
2.4.2	Controle de torque eletromagnético	48
2.4.3	Controle de orientação	49
2.4.4	Controle de frequência, tensão e injeção de potência	49
2.4.5	Outros controles	49
2.5	TIPOS DE AEROGERADORES	50
2.5.1	Turbinas do tipo 1	50
2.5.2	Turbinas do tipo 2	51
2.5.3	Turbinas do tipo 3	51
2.5.4	Turbinas do tipo 4	52
2.6	RESUMO DO CAPÍTULO	53
3	MODELAGEM DO GERADOR SÍNCRONO	55
3.1	MODELO DO GERADOR	55
3.1.1	Transformação dq0	57
3.1.2	Potência e torque	59
3.2	RESUMO DO CAPÍTULO	61
4	CONVERSOR DE POTÊNCIA	63
4.1	ESTRUTURA DO CONVERSOR <i>BACK-TO-BACK</i> ..	63
4.2	FUNCIONAMENTO DO INVERSOR DE TENSÃO ...	64

4.3	CONTROLE DE TORQUE ELETROMAGNÉTICO ...	66
4.4	CONTROLE DE TENSÃO DO BARRAMENTO CC ..	68
4.5	RESUMO DO CAPÍTULO	72
5	MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA	75
5.1	INÉRCIA DO SISTEMA ELÉTRICO	75
5.2	REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA	79
5.2.1	Regulador isócrono	79
5.2.2	Regulador com queda de velocidade	80
5.3	REGULAÇÃO SECUNDÁRIA DE FREQUÊNCIA	82
5.4	MODELO DA TURBINA DE GERADORES CONVEN- CIONAIS	83
5.5	RESUMO DO CAPÍTULO	85
6	EMULAÇÃO DE INÉRCIA	87
6.1	SEGUIMENTO INERCIAL DE REDE	87
6.2	ATIVAÇÃO DE RESPOSTA EM DEGRAU	91
6.2.1	Emulação de inércia como procedimento de rede.	92
6.2.2	Período de recuperação	94
6.3	REGULAÇÃO PRIMÁRIA EM AEROGERADORES ..	97
6.4	RESUMO DO CAPÍTULO	99
7	SIMULAÇÕES E ANÁLISES	101
7.1	MODELOS COMPUTACIONAIS	101
7.1.1	Modelo aerodinâmico da turbina eólica	101
7.1.2	Modelo do controle extração de máxima potência	102
7.1.3	Modelo do controle do torque	102
7.1.4	Modelo do gerador da unidade eólica	103
7.1.5	Modelo da rede elétrica	104
7.1.6	Modelo do controle de emulação de inércia	104
7.1.6.1	Controle da ativação da resposta em degrau	105
7.1.6.2	Controle de recuperação de velocidade	106
7.1.6.2.1	<i>Recuperação de velocidade do tipo 1</i>	<i>106</i>
7.1.6.2.2	<i>Recuperação de velocidade do tipo 2</i>	<i>107</i>
7.1.6.2.3	<i>Recuperação de velocidade do tipo 3</i>	<i>108</i>
7.2	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	110
7.2.1	Definição de parâmetros do sistema	110
7.2.2	Potência aerodinâmica e velocidade do rotor	112
7.2.3	Emulação de inércia	113
7.2.3.1	Ativação da resposta em degrau e recuperação de velo- cidade	113
7.2.3.2	Variação de penetração eólica	114
7.2.3.3	Variação do degrau de potência	119
7.2.3.4	Variação da velocidade de vento equivalente	120

7.2.3.5	Variação da duração do degrau	120
7.2.3.6	Curva de torque	126
7.3	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	126
7.3.1	Ativação da resposta em degrau e recuperação de velocidade	126
7.3.2	Variação de penetração eólica.....	127
7.3.3	Variação do degrau de potência.....	128
7.3.4	Variação da velocidade de vento equivalente	129
7.3.5	Variação da duração do degrau	129
7.3.6	Curva de torque	130
7.4	RESUMO DO CAPÍTULO	130
8	CONCLUSÕES.....	133
8.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	133
8.2	TRABALHOS FUTUROS	134
	REFERÊNCIAS.....	137

1 INTRODUÇÃO

1.1 O SETOR EÓLICO

Em meio à crescente demanda pelo desenvolvimento sustentável e pela redução da poluição ambiental, as fontes de energia renováveis, tais como as usinas eólicas e solares, vêm adquirindo cada vez mais participação na matriz energética mundial. Os impactos da construção de usinas hidrelétricas e a emissão de poluentes causada por unidades termelétricas tendem a ser um grande obstáculo para o planejamento da expansão energética. Nesse contexto, as tecnologias envolvidas nas indústrias de energia eólica e solar vêm sofrendo contínuos avanços, de maneira a viabilizar a penetração dessas fontes em larga escala no sistema elétrico.

A energia eólica, foco principal deste trabalho, vem apresentando um crescimento considerável ao longo das últimas décadas, tanto em escala nacional quanto em escala global. No Brasil, as usinas eólicas já chegaram a atender a marca de 13,98% do consumo energético no Sistema Interligado Nacional, segundo dados da ABEEólica [1]. A Figura 1.1 apresenta um gráfico da matriz energética brasileira, segundo dados da mesma instituição. Como pode ser visto, a energia eólica ocupa, atualmente, 9% da matriz energética nacional, a qual é predominantemente constituída por energia hidráulica. Também é apresentada, na Figura 1.2, a evolução da capacidade eólica instalada no país. Nota-se a grande velocidade de crescimento do setor em um intervalo de tempo relativamente curto. Como pode ser visto, estima-se que final de 2024 a capacidade de produção eólica instalada seja de 18,8 GW.

Globalmente, as turbinas eólicas atendem a mais de 5% do total de energia produzida, segundo dados da WWEA (*World Wind Energy Association*). Em alguns países, a energia eólica é expressiva na matriz energética. Na Dinamarca, por exemplo, o setor foi responsável por 43% da energia consumida no país em 2017, segundo o Ministério de Energia do país. A Figura 1.3 mostra o ranking mundial de capacidade eólica instalada em 2017 elaborado pela GWEC (*Global Wind Energy Council*). O Brasil, que em 2012 ocupada a 15ª posição, ocupou, no ano de 2017, a 8ª colocação no ranking, como pode ser visto.

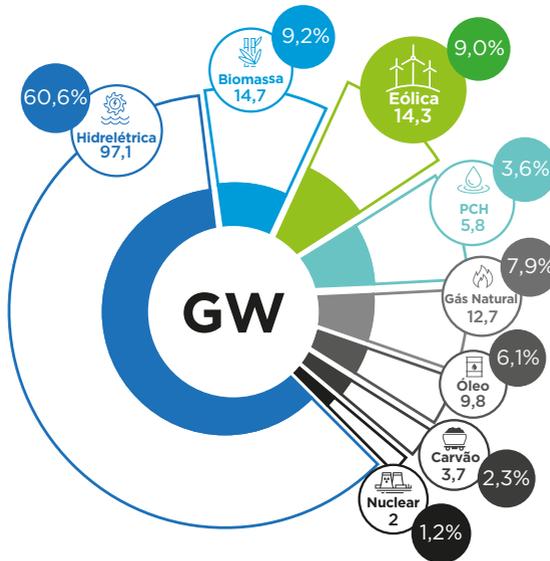


Figura 1.1: Matriz energética brasileira. Fonte: [1]

1.2 PRÓS E CONTRAS DA GERAÇÃO EÓLICA

A geração de energia elétrica em centrais eólicas é conhecida por ser renovável e não apresentar emissão de poluentes, o que são duas de suas principais vantagens. Além disso, pode-se citar o grande potencial associado à extração de energia eólica, o que fomenta ainda mais a busca pelo aumento na penetração de usinas eólicas na rede elétrica. Estudos do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia para Mudanças Climáticas (INCT-Clima) mostraram que o potencial eólico tecnicamente viável de exploração no país é de cerca de 880 GW [3]. Além disso, pode-se citar o caráter econômico: o aumento em tecnologias vem causando diminuições consideráveis nos custos de operação e produção dos aerogeradores. O aumento na penetração eólica significa, também, uma diminuição de gastos com combustíveis fósseis e uma redução da dependência de hidrelétricas. Em 2017, por exemplo, a região Nordeste do Brasil passou por um grande regime de estiagem que afetou diversas usinas hidrelétricas da região. Nesse período, as usinas eólicas chegaram a responder por mais de 64% da energia consumida na região, segundo informações apresentadas pelo ONS na conferência

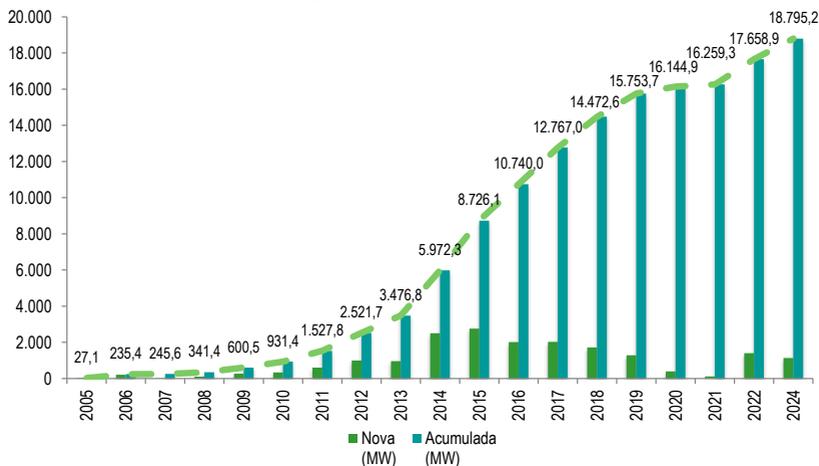


Figura 1.2: Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil. Fonte: [2]

Brazil Windpower de 2017.

No entanto, algumas dificuldades técnicas relacionadas ao aumento da penetração de fontes renováveis, como a energia eólica, devem ser analisadas. Um dos maiores problemas refere-se à questão da inconstância do vento. A produção de energia em usinas eólicas depende primordialmente das condições de vento, que possuem, por natureza, uma variabilidade. O aumento na participação de usinas eólicas tende, portanto, a aumentar a complexidade na operação do sistema elétrico. Métodos de gerenciamento da potência eólica devem ser desenvolvidos de maneira a melhorar a flexibilização do despacho caso a penetração eólica atinja níveis muito elevados [4]. Além disso, sistemas de armazenamento de energia, como baterias ou volantes de inércia, podem tornar-se necessários para manter a operação de um sistema de potência com alto nível de penetração eólica dentro dos níveis de qualidade especificados para a rede, tendo em vista essa natureza intermitente e variável do regime dos ventos.

1.2.1 O problema da redução da inércia do sistema elétrico

Outro obstáculo, que é o tópico principal deste trabalho, refere-se à baixa ou nula inércia rotacional das fontes acopladas via eletrônica

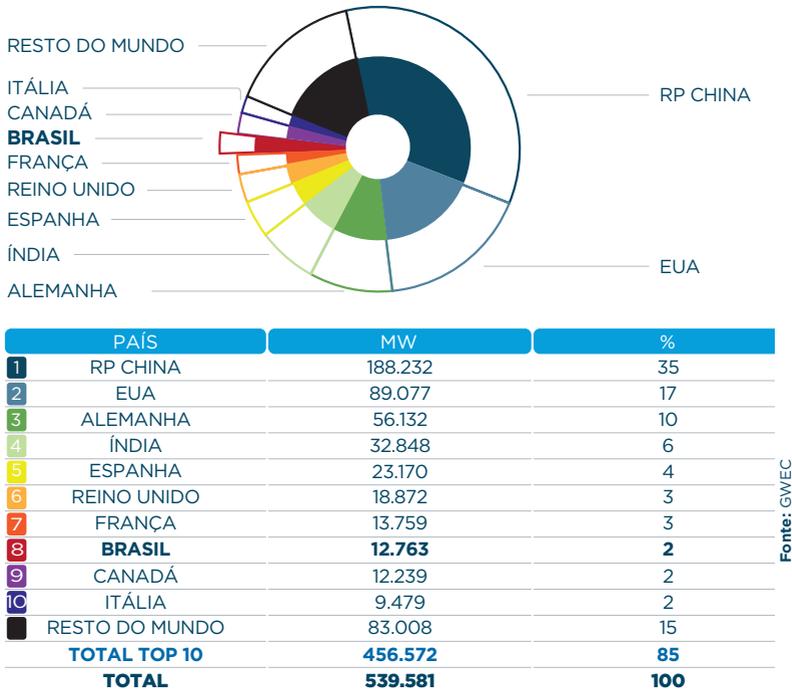


Figura 1.3: Ranking mundial de capacidade eólica acumulada em 2017.
Fonte: [5]

de potência à rede, como é o caso das placas fotovoltaicas e da maioria das unidades eólicas modernas. A inércia das grandes massas girantes dos geradores síncronos convencionais tem um papel fundamental na dinâmica do sistema na ocasião de desbalanços entre geração e carga, visto que a energia cinética armazenada nos seus rotores é naturalmente injetada na rede após esse tipo de evento. Por estarem desacopladas da rede através de dispositivos de eletrônica de potência, as turbinas eólicas modernas não contribuem para a regulação de frequência do sistema, justamente por serem insensíveis às variações da rede. Um aumento na penetração eólica no sistema elétrico deve ser, portanto, acompanhado de estratégias de controle que solucionem ou amenizem os efeitos da redução de inércia rotacional na rede elétrica ocasionados pela diminuição na participação de geradores síncronos convencionais.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Em [6] são apresentados diferentes tipos de serviços auxiliares que aerogeradores podem prover. É discutida, por exemplo, a capacidade da regulação primária de frequência de aerogeradores, bem como da regulação de tensão através do controle de potência reativa. É apresentada a chamada emulação de inércia em aerogeradores, que consiste em controlar a injeção de potência do aerogerador de forma que a energia cinética contida no rotor seja entregue como um acréscimo de potência na ocorrência de perda de geração no sistema ou faltas na rede. Esse é o comportamento apresentado por geradores síncronos conectados diretamente à rede e, pelo fato de que aerogeradores conectados via eletrônica de potência à rede não apresentam naturalmente essa resposta, esse acréscimo controlado de potência caracteriza a chamada inércia “sintética” que é adicionada ao sistema.

Na referência [7] são apresentados em detalhes os tipos de implementação de inércia sintética em turbinas eólicas. Também são discutidos os diferentes tipos de serviços auxiliares possivelmente prestados por aerogeradores. São apresentados diversos conceitos relacionados à energia eólica, tais como as tecnologias já desenvolvidas na área e os diferentes métodos de otimização da eficiência de operação do aerogerador. São mostradas simulações das estratégias de emulação de inércia sob diferentes cenários, como, por exemplo, considerando diferentes níveis de penetração eólica no sistema. Ao fim, são discutidos os principais problemas encontrados na implementação de inércia sintética em aerogeradores, tais como perdas energéticas e variações de torque.

Em [8] são apresentados em detalhes os modelos matemáticos utilizados para realizar estudos do comportamento dinâmico do sistema após a ativação dos esquemas de inércia sintética. É modelada a rede elétrica através de um modelo agregado dos geradores síncronos convencionais, bem como é utilizado um modelo agregado para as centrais eólicas. São explanados os controles envolvidos na implementação de inércia sintética, como, por exemplo, o controle de torque do gerador. Foi mostrado que a excursão de frequência após distúrbios tende a ser maior em sistemas sem a contribuição da inércia sintética. No entanto, também foi mostrado que essa contribuição tem como custo uma segunda queda na frequência, que ocorre devido ao período de recuperação de velocidade da turbina (período de subprodução). Esta referência também contém resultados experimentais que mostram a eficácia dos controladores projetados.

Em [9] também é apresentada uma revisão dos principais métodos

de emulação de inércia encontrados na literatura.

1.4 OBJETIVO DO TRABALHO

Este trabalho visa a modelagem e análise de sistemas elétricos providos de inércia sintética advinda de centrais geradoras eólicas. Simulações são realizadas de forma a possibilitar comparações entre sistemas com a contribuição da inércia sintética e sistemas que não apresentem esse tipo de implementação. Busca-se analisar o comportamento do sistema sob diferentes condições, como, por exemplo, considerando variações na penetração eólica e na potência eólica disponível. Também são empreendidas análises comparativas entre diferentes métodos de emulação de inércia.

Inicialmente serão apresentados alguns conceitos que servirão como base para o entendimento dos processos de controle envolvidos na implementação de inércia sintética em aerogeradores. Será apresentada a modelagem do gerador síncrono e o funcionamento dos conversores de potência, assim como o modelo da rede elétrica.

1.5 ESTRUTURA DO TEXTO

O presente documento é subdividido em 8 capítulos. O primeiro capítulo fornece uma introdução ao setor eólico e a contextualização do problema relacionado à redução de inércia causada pelo aumento na penetração de energia eólica na rede, bem como a descrição das principais referências bibliográficas utilizadas para a realização deste trabalho.

O Capítulo 2 apresenta diversos conceitos ligados à energia eólica. É realizada, neste capítulo, a modelagem da turbina eólica que será posteriormente utilizada em simulações. Também são apresentados alguns métodos de extração de máxima potência em aerogeradores, além da descrição dos principais componentes e sistemas de controle dos aerogeradores. Ao fim são apresentados os diversos tipos de turbinas eólicas encontradas atualmente.

O Capítulo 3 fornece a modelagem do gerador síncrono. Este capítulo fornece um contexto para a discussão das funções de controle desempenhadas pelo conversor de potência, que é um componente de aerogeradores responsável pelo desacoplamento inercial entre o gerador e a rede. Os detalhes do funcionamento do conversor de potência são

apresentados no Capítulo 4.

O quinto capítulo apresenta o modelo da rede elétrica utilizado para simulações computacionais. São introduzidas as equações relacionadas à inércia do sistema elétrico, bem como os sistemas de regulação de frequência e o modelo da turbina que será utilizado para representar o gerador síncrono equivalente da rede.

São discutidos, no Capítulo 6, dois dos principais métodos de emulação de inércia encontrados na literatura, bem como será brevemente exposto o tópico de regulação primária em aerogeradores.

As simulações encontram-se no Capítulo 7. São inicialmente mostrados os modelos construídos para simulação e, em seguida, exibidos os resultados. Ao fim são realizadas as análises das curvas obtidas.

No Capítulo 8 está contida uma síntese do conteúdo apresentado neste trabalho e também futuros trabalhos que serão possivelmente realizados.

2 ENERGIA EÓLICA

Como forma de introduzir os conceitos relacionados à energia eólica, serão, neste capítulo, apresentados os equacionamentos relacionados à aerodinâmica da turbina eólica, bem como as principais curvas que caracterizam os aerogeradores e alguns dos métodos de extração de máxima potência comumente utilizados. Além disso, são apresentadas as características estruturais e os diversos sistemas de controle dos aerogeradores, bem como as principais tecnologias de aerogeradores já desenvolvidas.

2.1 MODELAGEM DA TURBINA EÓLICA

2.1.1 Potência eólica disponível

Seja uma massa de ar com massa m se movimentando com uma velocidade constante U . A energia cinética associada a esse movimento é dada por:

$$E = \frac{mU^2}{2} \quad (2.1)$$

Tomando-se a derivada da expressão acima em relação ao tempo, obtém-se a potência:

$$P = \frac{dm}{dt} \frac{U^2}{2} + mU \frac{dU}{dt} \quad (2.2)$$

Considerando que a velocidade do vento é constante, tem-se:

$$P = \frac{dm}{dt} \frac{U^2}{2} \quad (2.3)$$

Seja A a área atravessada pela massa de ar e dx um comprimento infinitesimal. O volume infinitesimal que atravessa a área é dado por:

$$dV = Adx \quad (2.4)$$

mas $dV = \frac{dm}{\rho}$, onde ρ é a densidade do ar, logo:

$$dm = \rho dx \quad (2.5)$$

de onde tiramos que:

$$\frac{dm}{dt} = A\rho U \quad (2.6)$$

De (2.3), obtém-se que a potência associada a um movimento de massa de ar por uma área A é dada por:

$$P_w = \frac{1}{2}A\rho U^3 \quad (2.7)$$

ou seja, a potência eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento.

2.1.2 Potência extraída pela turbina

Seja R o comprimento das pás da turbina eólica. A potência disponível para captação é, segundo a equação (2.7):

$$P_w = \frac{1}{2}\rho U^3 \pi R^2 \quad (2.8)$$

A potência captada pela turbina é dada por:

$$P = \frac{1}{2}C_p \rho U^3 \pi R^2 \quad (2.9)$$

onde C_p é a eficiência do rotor. É possível mostrar que o máximo valor para a eficiência de uma turbina eólica é 59,3% (a chamada eficiência de Betz) [11]. No entanto, esse valor é, na prática, menor. O coeficiente C_p é dependente, majoritariamente, do valor do *tip-speed ratio* e do ângulo de *pitch* (β). O *tip-speed ratio*, denotado por λ , é a relação entre a velocidade linear do ponto extremo da pá e a velocidade do vento, ou seja:

$$\lambda = \frac{\omega R}{U} \quad (2.10)$$

onde ω é a velocidade do rotor em rad/s. O ângulo de *pitch* β , também chamado de ângulo de passo, é o ângulo entre a linha imaginária que une os dois extremos transversais da pá e o plano de rotação, conforme apresentado em [28]. Esse ângulo não depende da velocidade do vento, mas apenas da orientação da pá.

O coeficiente C_p também é dependente do *design* da turbina. A expressão que determina seu valor pode ser obtida computacional, experimental ou teoricamente. A equação (2.11) apresenta a expressão para

C_p que será utilizada neste trabalho [11].

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{21}{\lambda_i}} + 0,0068\lambda \quad (2.11)$$

onde $\frac{1}{\lambda_i} = \left(\frac{1}{\lambda+0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3+1} \right)$.

A Figura 2.1 mostra as curvas de C_p em função do *tip-speed ratio* para valores diferentes de β . Nota-se que cada curva possui um valor máximo para o coeficiente. O valor ótimo ocorre para $\beta = 0^\circ$ e $\lambda = 8,1$, com os quais $C_p = C_p^* = 0,48$. Em operação abaixo da nominal, o valor de β é geralmente fixado em 0° para possibilitar que a turbina opere com o máximo rendimento. Métodos de rastreamento de máxima potência são utilizados para obter máxima extração de potência, e funcionam baseados na alteração da velocidade do rotor visando o *tip-speed ratio* ótimo. Os métodos de rastreamento de máxima potência são discutidos na Seção 2.2.

Definido um valor de potência base por

$$P_{base} = \frac{1}{2} C_{p_{base}} \rho U_{base}^3 \pi R^2 \quad (2.12)$$

onde $C_{p_{base}}$ e U_{base} são, respectivamente, os valores base para o C_p e para a velocidade do vento, é possível normalizar a equação (2.9) conforme segue:

$$P_{pu} = \frac{P}{P_{base}} = \frac{\frac{1}{2} C_p \rho U^3 \pi R^2}{\frac{1}{2} C_{p_{base}} \rho U_{base}^3 \pi R^2} \quad (2.13)$$

de onde obtém-se:

$$P_{pu} = C_{p_{pu}} U_{pu}^3 \quad (2.14)$$

Adotando-se um valor base para λ e observando-se que:

$$\lambda_{pu} = \frac{\omega_{pu}}{U_{pu}} \quad (2.15)$$

onde ω_{pu} é o valor normalizado da velocidade angular do rotor da turbina, calcula-se $\lambda = \lambda_{pu} \lambda_{base}$ e, através da equação (2.11), obtém-se $C_{p_{pu}} = \frac{C_p}{C_{p_{base}}}$. Os valores de base adotados para λ e C_p serão os valores ótimos, apresentados anteriormente. O valor base de velocidade do vento será $U_{base} = 12$ m/s.

A Figura 2.2 mostra as curvas de potência em função da velo-

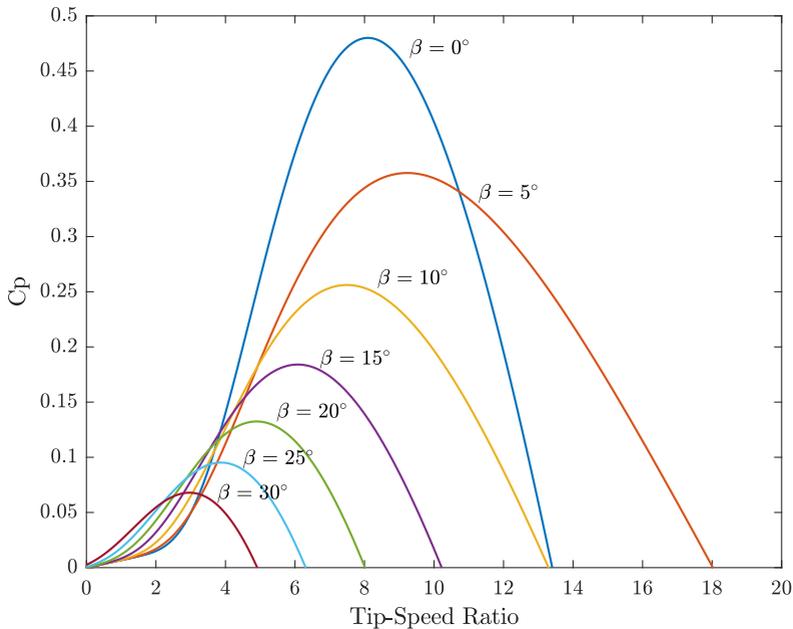


Figura 2.1: Curvas de eficiência da turbina em função do *tip-speed ratio* e do ângulo de *pitch*. Fonte: do autor.

cidade do rotor, ambas em pu, para diferentes velocidades de vento constantes. Nota-se que, para cada valor de velocidade de vento, existe uma velocidade ótima de rotor com a qual é captada a máxima potência. Essa velocidade está relacionada com o *tip-speed ratio* ótimo, discutido anteriormente. Na figura também está traçada (em tracejado) a curva de máxima potência. Cada aerogerador é caracterizado por uma curva que relaciona a velocidade do vento e a potência produzida. A Figura 2.3 apresenta uma curva de potência de um aerogerador típica.

Essa curva é definida por 3 principais regiões. A região 1 indicada é chamada de região de partida (no inglês, *cut-in region*), e representa a faixa de velocidades de vento na qual o aerogerador não é acionado por não haver potência aerodinâmica o suficiente para movimentar o rotor ou por questões econômicas (o aerogerador pode ser desligado caso o retorno financeiro obtido com a operação não cubra os custos da manutenção de operação naquela faixa de velocidades). A velocidade a partir da qual o gerador começa a operar chama-se velocidade de partida (no

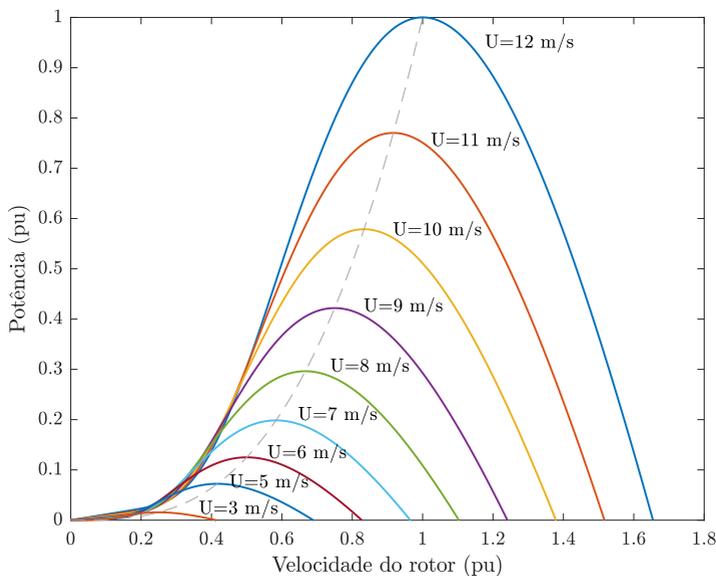


Figura 2.2: Curvas de potência em função da velocidade angular do rotor e da velocidade do vento. Fonte: do autor

inglês, *cut-in speed*). A região 2 indicada é na qual o aerogerador opera com a máxima eficiência, isto é, com a máxima extração de potência possível. A curva da região 2 equivale à curva tracejada da Figura 2.2. Quando a velocidade do vento atinge a velocidade nominal, geralmente tem-se a potência de saída nominal¹. Nesse caso, se a velocidade do vento aumentar para valores acima da nominal, a potência tende, conseqüentemente, a atingir valores acima da nominal. Para que isso seja evitado, sistemas de controle devem ser projetados para que a potência de saída seja limitada, de maneira a evitar que os componentes do aerogerador sejam danificados. A região 3 é definida pela limitação da potência de saída à potência nominal em regime de ventos altos. Caso a velocidade do vento atinja valores demasiadamente altos, geram-se comandos de desligamento para o aerogerador, de maneira a prevenir possível danos à estrutura. A região 4 representa, portanto, a faixa de velocidades na qual o aerogerador não é permitido a operar. A veloci-

¹ Alguns fabricantes de turbinas eólicas definem a velocidade nominal do vento como sendo aquela com a qual é gerado uma certa porcentagem da potência nominal.

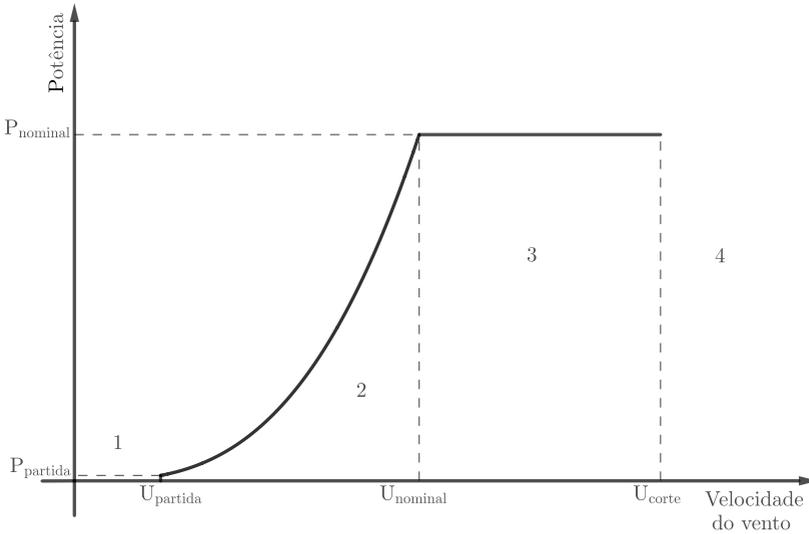


Figura 2.3: Curva de potência típica de um aerogerador. Fonte: do autor.

dade a partir da qual o aerogerador é comandado a ser desligado é a chamada velocidade de corte (no inglês, *cut-out speed*). Tipicamente, os valores de velocidade de partida e velocidade de corte estão, na faixa de 2,5 a 3 m/s e 20 m/s a 25 m/s, respectivamente.

2.2 MÉTODOS DE EXTRAÇÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA

Conforme visto na seção anterior, existe um valor de *tip-speed ratio* com o qual a turbina opera com máxima eficiência. Nesta seção serão discutidos os principais métodos de rastreamento de máxima potência, assim como apresentado o método a ser utilizado neste trabalho.

Existem três principais abordagens para realizar o rastreamento de máxima potência: controle de *tip-speed ratio*, controle de realimentação de potência e controle por perturbação e observação.

2.2.1 Controle de *tip-speed ratio*

Neste tipo de controle a velocidade do rotor é controlada para que se mantenha o TSR ótimo. Logo, para sua implementação são necessárias as medições das velocidades do vento e do rotor. Supõe-se que o TSR ótimo da turbina é conhecido e calcula-se o TSR a partir das velocidades do vento e do rotor. Um controlador é, então, utilizado para regular a velocidade do rotor de forma a rastrear o TSR ótimo, conforme mostrado na Figura 2.4. Essa regulação pode ser realizada, por exemplo, através do controle de torque eletromagnético do gerador da unidade eólica. Uma desvantagem desse método é a falta de exatidão geralmente associada à medição da velocidade do vento. Sua principal vantagem é a rapidez, visto que variações da velocidade do vento são imediatamente refletidas no controle.

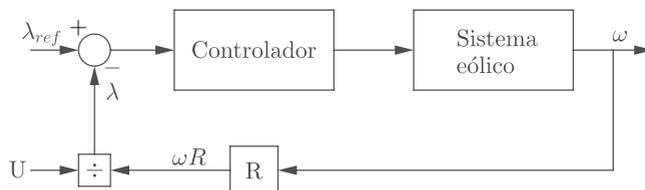


Figura 2.4: Diagrama de blocos do método de controle de *tip-speed ratio*. Fonte: do autor.

2.2.2 Controle por realimentação de potência

O conhecimento da curva de máxima potência da turbina é necessário para a implementação deste tipo de rastreamento. O princípio de funcionamento desse controle é baseado na geração de potência/torque de referência através dessa curva utilizando a velocidade do rotor como entrada. O esquemático desse método está mostrado na Figura 2.5. Uma vantagem desse tipo de controle é a facilidade de implementação e a questão de não necessitar a medição da velocidade do vento.

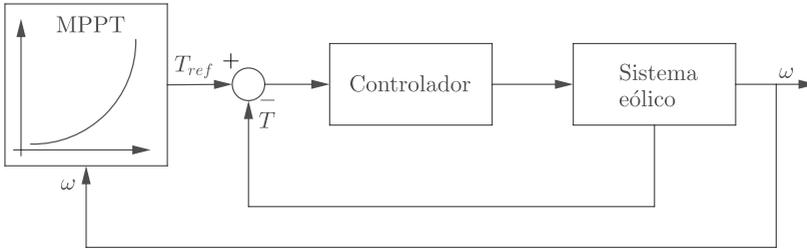


Figura 2.5: Diagrama de blocos do controle de realimentação de potência. Fonte: do autor.

2.2.3 Controle por perturbação e observação

Também chamado de Controle por Procura de Colina (em inglês Hill Climb Searching), este método consiste em continuamente perturbar determinada variável do sistema e observar uma variável objetivo até que sua derivada seja nula. Como exemplo, pode-se escolher como variável a ser perturbada a velocidade do rotor e a variável objetivo a potência mecânica do gerador. Observando as curvas de potência da Figura 2.2, pode-se observar que, se a velocidade estiver abaixo da velocidade ótima, a derivada da potência é positiva. Se estiver acima, a derivada da potência é negativa. Logo, através da medição da derivada no ponto de operação após pequenas perturbações, são escolhidos novos passos de perturbação até que se encontre a derivada zero para a potência, significando que foi atingida a máxima potência. A Figura 2.6 mostra esse procedimento. Uma vantagem desse método é a independência das características do sistema. Como desvantagem pode-se citar o tempo de resposta elevado, visto que, para cada passo de perturbação o sistema precisa atingir o regime permanente para que o próximo passo seja gerado. Além disso, a operação tende a oscilar em torno do ponto ótimo, o que não é uma característica desejável [7].

2.3 ESTRUTURA DA TURBINA EÓLICA

O aerogerador é um complexo sistema constituído por diversos componentes que relacionam-se ou não entre si. A Figura 2.7 ilustra um aerogerador e seus principais componentes. A seguir será apresentado cada componente/sistema e sua função.

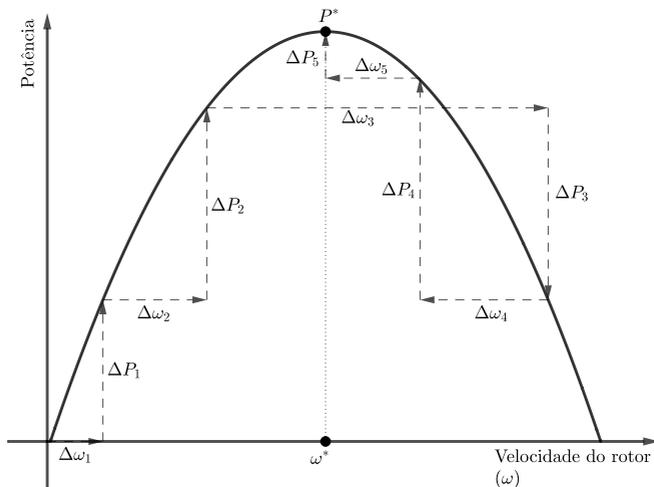


Figura 2.6: Ilustração do controle por perturbação e observação. Fonte: do autor.

- **Pás:** são as estruturas responsáveis por captar a energia do vento. São encontradas turbinas com um número variado de pás, porém a grande maioria das turbinas modernas apresenta 3 pás. Podem ou não girar em torno do próprio eixo, conforme será apresentado na seção de Controle do *pitch*.
- **Cubo:** estrutura na qual as pás são montadas. As pás e o cubo constituem o rotor.
- **Nacelle:** carcaça que sustenta diversos equipamentos da turbina, como o gerador, o freio do rotor, a caixa de engrenagens, equipamentos de controle, entre outros.
- **Medidores de vento:** são usualmente posicionados no topo da nacelle. Anemômetros são utilizados para a medição de velocidade do vento e birutas medem a direção. O anemômetro pode ser de vários tipos, sendo bastante comum a utilização do tipo físico, ou também chamado de tipo hélice, e o tipo sônico. Alguns fabricantes de turbinas eólicas utilizam os dois tipos por questão de redundância.
- **Gerador:** Transforma a energia cinética contida no movimento rotacional da turbina em energia elétrica. Existem três principais

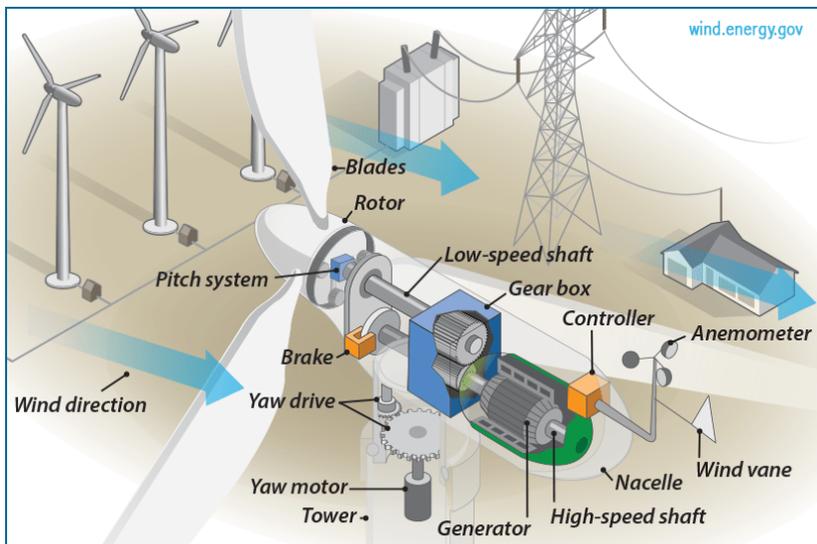


Figura 2.7: Principais componentes de aerogeradores. Fonte: *Office of Energy Efficiency & Renewable Energy - US Department of Energy: The inside of a wind turbine.*

tipos de geradores utilizados em turbinas eólicas:

- *Gerador de corrente contínua*: são mais utilizados em pequenas instalações. A principal vantagem na utilização desse tipo de máquina é a possibilidade da utilização em velocidades variáveis. Entre as desvantagens estão incluídos: a necessidade de manutenção frequente devido ao sistema de comutação; o fato de que o gerador DC é mais caro e é fisicamente maior em relação às máquinas AC de mesma potência nominal.
- *Gerador de indução*: apresentam baixo custo, robustez e simplicidade. Além disso, permite operação em velocidades variáveis. Sua maior desvantagem é o fato de necessitarem de corrente magnetizante no estator para sua operação, visto que não possuem um sistema de excitação separado.
- *Gerador síncrono*: apesar de serem mais caros e mais complexos mecanicamente que os geradores de indução, apresentam a grande vantagem da não necessidade de corrente magnetizante, como é o caso de geradores de indução. Dessa

maneira não requer compensação reativa em sua instalação. Pode ser conectado diretamente à rede ou através de um conversor *back-to-back*. Quando conectado diretamente à rede, a velocidade de operação é fixada pela frequência da rede elétrica, visto a natureza do gerador síncrono. Conforme será mostrado posteriormente, a operação em velocidade variável oferece maior eficiência que a operação em velocidade fixa. Por essa maneira, os geradores síncronos são mais bem aproveitados quando em conjunto com um conversor *back-to-back*, visto que permitem operação em velocidade variável.

- **Torre e fundação:** São estruturas que sustentam a turbina. A torre pode ser tubular e constituída por ferro ou concreto, bem como ser de ferro treliçada. A altura da torre está intimamente relacionada com a potência nominal da turbina, visto que quanto maior é a altura, maior tende a ser a velocidade do vento e, logo, a potência disponível.
- **Freio do rotor:** existem ocasiões nas quais é necessário frear a turbina, como quando se quer limitar a potência ou quando em situação de emergência. O freio pode ser aerodinâmico ou mecânico. O freio aerodinâmico consiste no movimento do ângulo das pás da turbina (movimento de *pitch*) de forma a controlar o torque aerodinâmico. Esse tipo de freio é utilizado para limitar a potência e também em paradas para serviço na máquina. O freio mecânico, geralmente feito por sistemas hidráulicos, é um suporte para o freio aerodinâmico e é mais utilizado quando em situações de emergência ou como um travamento do rotor quando o aerogerador está desligado.
- **Sistema de *yaw*:** também chamado de sistema de orientação, tem como objetivo posicionar a turbina de maneira que esteja sempre perpendicular à direção do vento. É constituído por rolamentos na base da nacelle, o que permite que a turbina rotacione; por um motor, que atua aplicando força para o movimento do *yaw* (em turbinas com sistema de *yaw* ativo) e por um sistema de freio.
- **Caixa de engrenagens:** alguns aerogeradores possuem um sistema de transmissão com multiplicador de velocidade, visto que seus geradores necessitam de uma rotação maior que a rotação

obtida pelo rotor. Esse sistema vem sendo evitado nas turbinas modernas, visto que requer frequentes serviços de manutenção.

- **Sistema de lubrificação:** O sistema de lubrificação é responsável pela manutenção de óleo e graxa nas partes rotativas da máquina. É essencial que esse sistema funcione adequadamente, pois está relacionado com a vida útil da turbina. O sistema de lubrificação atua nos rolamentos do rotor, nos rolamentos do sistema de orientação e nos rolamentos do sistema de passo (se houver). O sistema é constituído principalmente por bombas, mangueiras e um sistema de controle adequado.
- **Sistema de resfriamento:** devido ao aquecimento do gerador e do conversor de potência ocasionado pelas perdas, é necessário resfriar estes componentes para que funcionem dentro dos limites operacionais. A refrigeração pode ser feita por circulação de ar ou líquidos refrigerantes.
- **Conversor de potência:** dispositivos de eletrônica de potência adquiriram um grande espaço no setor de energia eólica nas últimas décadas. A grande maioria das turbinas eólicas modernas de grande porte apresentam equipamentos baseados em eletrônica de potência para a conversão e o controle de potência. O funcionamento e a aplicações de conversores de potência em aerogeradores são apresentados no Capítulo 4.
- **Transformador:** A tensão de saída do gerador/conversor pode não ser alta o suficiente para a conexão com a rede de transmissão e, portanto, um transformador precisa ser utilizado para realizar a elevação de tensão.

2.4 SISTEMAS DE CONTROLE DA TURBINA

Os aerogeradores devem apresentar sistemas de controle que garantam uma operação adequada de todos os seus componentes, de maneira que garantam segurança - tanto da máquina quanto das pessoas que estiverem próximas a ela - e eficiência. Busca-se alcançar quatro principais objetivos através do controle da turbina eólica [12]. Esses objetivos são:

- **Maximizar a vida útil dos componentes da turbina:** o aerogerador opera constantemente em resposta a variações do

vento. Isso tende a causar uma grande fadiga nos componentes que o constituem. Portanto, os sistemas de controle envolvidos na operação da turbina devem ser tais que minimizem impactos estruturais de médio a longo prazo.

- **Maximizar a produção de energia:** sistemas que rastreiam a operação mais eficiente da turbina devem ser utilizados. Os métodos de extração de máxima potência são apresentados na Seção 2.2.
- **Prover qualidade de energia entregue à rede:** a potência entregue pelo aerogerador deve atender a requisitos de qualidade de potência especificados pelos órgãos reguladores do sistema elétrico. Logo, sistemas de controle devem ser projetados para que esses requisitos sejam atendidos de forma adequada.
- **Garantir operação segura:** os componentes da turbina possuem limitações de caráter elétrico e mecânico. A operação da turbina deve ser realizada de tal modo que esses limites não sejam ultrapassados, não comprometendo, dessa maneira, a integridade da estrutura. Além da segurança da máquina, deve-se, também, assegurar a segurança das pessoas que circulam ao seu redor.

Os sistemas de controle do aerogerador podem ser divididos em duas categorias: controle passivo e controle ativo. Os controles passivos são projetados com base exclusiva na reação natural de condições do vento. Já para realizar o controle ativo são requeridos dispositivos de medição (anemômetros, biruta, medidores de pressão, etc) e atuadores (freios, bombas, computadores) operando em conjunto para realizar determinada ação. Como exemplo de controle passivo pode-se citar o controle passivo de *pitch* e controle passivo de *yaw*, que serão adiante explicados. Como exemplo de controle ativo, pode-se citar o controle de injeção de potência reativa na rede, o controle de injeção de óleo nos rolamentos do gerador, o controle ativo de *pitch* e *yaw*, entre outros.

2.4.1 Controle de torque aerodinâmico

Controlar o torque aerodinâmico, ou seja, controlar a potência captada, é um requisito importante para a operação do aerogerador. O sistema de limitação de potência, por exemplo, requer que se tenha esse tipo de controle. O controle de torque aerodinâmico é feito através do controle de *pitch* e pode ser feito de três diferentes maneiras:

- **Controle de *pitch* ativo:** alguns tipos de aerogeradores permitem a alteração do ângulo da pá de forma a permitir uma maior flexibilização no controle de torque aerodinâmico. Através do controle do ângulo da pá é possível maximizar a potência produzida, limitar a potência em regimes de vento acima do nominal, bem como frear a turbina. Em condições de vento abaixo do nominal, o ângulo da pá é geralmente fixada de modo que se tenha máximo rendimento aerodinâmico, de acordo com o gráfico da Figura 2.1. Conforme a velocidade do vento ultrapassa o valor de operação nominal, o ângulo é gradativamente alterado de forma a reduzir a eficiência aerodinâmica e, portanto, limitar a potência. Observa-se, na Figura 2.1, que aumentando o ângulo das pás é possível reduzir a eficiência da turbina e, dessa forma, limitar a potência produzida.
- **Controle de *pitch* passivo:** algumas turbinas têm suas pás projetadas para provocar uma redução no torque aerodinâmico a partir de determinada velocidade do vento. Com isso, a potência é reduzida conforme o aumento da velocidade do vento a partir de determinado ponto. A vantagem desse tipo de turbina é não necessitar controle ativo para limitar a potência, o que barateia sua produção, bem como reduz custos de manutenção. No entanto, não é possível manter a potência nominal constante em operação acima da nominal, como no controle ativo. Esse tipo de controle é também chamado de controle de *stall* passivo.
- **Controle de *stall* ativo:** o controle de *stall* ativo assemelha-se com o controle ativo da angulação das pás da turbina. A grande diferença entre os dois tipos de controle dá-se quando a potência aproxima-se da potência nominal. Nessa situação, as pás desse tipo de turbina são movimentadas em uma direção oposta àquela em que turbinas controladas por *pitch* ativo seguiriam [13]. Dessa maneira, é criado um efeito de turbulência ao redor das pás, evitando, assim, que a potência ultrapasse a nominal.

2.4.2 Controle de torque eletromagnético

Geradores síncronos acoplados à rede elétrica, como já citado anteriormente, não permitem o controle de velocidade. Geradores de indução permitem essa regulação em uma determinada faixa de velocidades. Neste trabalho serão estudados os geradores síncronos acopla-

dos via conversores *back-to-back* à rede. Através do conversor é possível controlar o torque eletromagnético do gerador e, dessa maneira, a sua velocidade, oferecendo grande flexibilidade na operação. Além disso, o conversor permite o controle da injeção de potência ativa e reativa na rede de maneira praticamente independente da velocidade do gerador, melhorando a segurança na qualidade do suprimento.

2.4.3 Controle de orientação

Os aerogeradores devem ser capazes de responder às mudanças de direção do vento, caso contrário a eficiência na extração de potência é diminuída e as cargas mecânicas resultantes da força do vento podem causar danos estruturais. Assim como o controle de *pitch*, o controle de orientação, também chamado de controle de *yaw*, pode ser implementado de forma ativa ou de forma passiva.

- **Controle de *yaw* ativo:** neste controle é necessário que existam medidores de direção de vento (por exemplo, uma biruta) e um atuador (por exemplo, um motor) para realizar a rotação da nacelle de maneira a orientar a turbina na direção desejada.
- **Controle de *yaw* passivo:** alguns aerogeradores apresentam uma estrutura que permite que a própria força do vento realize o alinhamento do rotor na direção correta.

2.4.4 Controle de frequência, tensão e injeção de potência

Como já mencionado, os aerogeradores do tipo IV, que são o foco deste trabalho, oferecem a possibilidade de se controlar a potência ativa e reativa injetada na rede, bem como frequência e tensão. Dessa maneira, é possível, por exemplo, programar o aerogerador para que se comporte baseado em códigos nacionais de rede com grande facilidade.

2.4.5 Outros controles

Além dos sistemas de controle já citados, existem sistemas que atuam de maneira a manter o sistema operante, tais como os sistemas de refrigeração e lubrificação. O aerogerador também pode contar com um sistema de controle que ajuda a reduzir cargas mecânicas nas estruturas, conforme apresentado em [14].

2.5 TIPOS DE AEROGERADORES

Ao longo do desenvolvimento da indústria de aerogeradores, vários modelos foram projetados e cada um possui diferentes características de operação, estruturais e de *design*. No entanto, é possível separá-los em quatro grandes grupos, denominados na literatura como turbinas dos tipos 1, 2, 3 e 4.

2.5.1 Turbinas do tipo 1

As turbinas do tipo 1 são as que apresentam a maior simplicidade e foram umas das primeiras a serem construídas. São formadas por geradores de indução com resistência fixa do rotor e acoplados diretamente à rede elétrica. Portanto operam praticamente em velocidade fixa e dependente da frequência do sistema elétrico. Possuem um *soft-starter*, que é um dispositivo de eletrônica de potência que atua reduzindo a corrente de *in-rush* (corrente de energização), suavizando o processo de conexão com a rede e limitando perturbações nessa durante a partida do aerogerador. Podem também contar com um banco de capacitores para fornecer a potência reativa necessária para a magnetização do gerador. São aerogeradores simples, baratos e robustos, porém possuem baixa eficiência devido ao fato de que não permitem operação em velocidade variável.

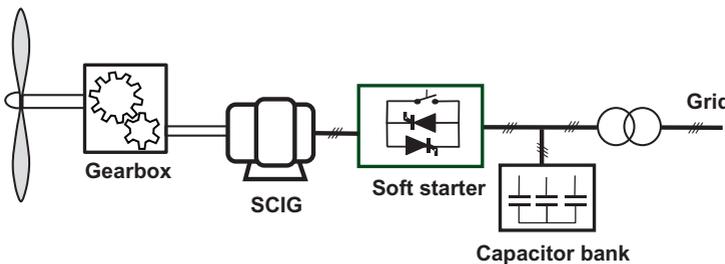


Figura 2.8: Turbina eólica do tipo 1. Fonte: [15]

2.5.2 Turbinas do tipo 2

Os aerogeradores do tipo 2 são constituídos por geradores de indução conectados diretamente à rede, assim como os do tipo 1. No entanto, a resistência do rotor do gerador das turbinas do tipo 2 é conectada em série com uma resistência adicional que pode ser controlada. Dessa forma, o aerogerador pode ser operado em uma faixa de velocidades mais ampla que a dos aerogeradores do tipo 1 e, por esse motivo, são mais eficientes. Tipicamente a faixa de velocidade de operação é variável em cerca de 10%. Também são aerogeradores de simples construção e robustos, mas ainda possuem uma limitação na faixa de velocidades. Além disso, a resistência adicional do rotor implica perdas por efeito Joule.

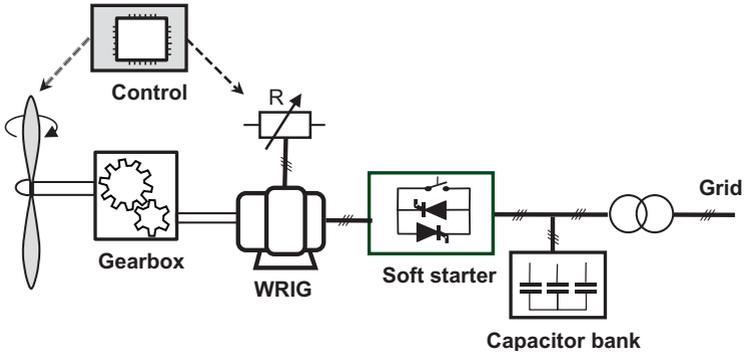


Figura 2.9: Turbina eólica do tipo 2. Fonte: [15]

2.5.3 Turbinas do tipo 3

As turbinas do tipo 3 utilizam um gerador de indução duplamente excitado (DFIG, do inglês *Doubly-Fed Induction Generator*), ou seja, tanto o estator quanto o rotor são conectados à rede elétrica. O estator é conectado diretamente, enquanto que o rotor é conectado através de um conversor *back-to-back* e anéis deslizantes. Através do controle da potência através do conversor *back-to-back* é possível controlar a frequência elétrica do rotor, e portanto, esse tipo de aerogerador permite uma operação em velocidades variáveis. A potência que flui através do conversor de potência é tipicamente 30% do valor da

potência nominal do gerador. Aerogeradores do tipo 3 têm a vantagem de possibilitar o controle da potência injetada e serem muito mais eficientes que as turbinas do tipo 1 e 2. Além disso, o conversor de potência realiza a compensação reativa e a suavização da conexão com a rede, logo não é necessário a instalação de bancos de capacitores e *soft-starters*. As desvantagens de sua utilização são o preço mais elevado, tanto de produção quanto de manutenção. No entanto, estão entre as turbinas modernas mais utilizadas atualmente.

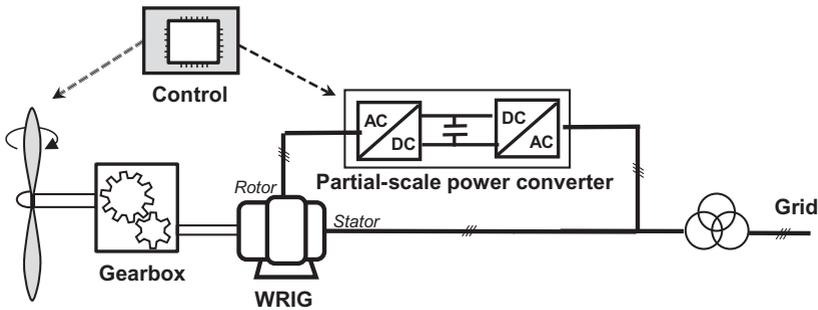


Figura 2.10: Turbina eólica do tipo 3. Fonte: [15]

2.5.4 Turbinas do tipo 4

Esses aerogeradores são conectados à rede completamente através de um conversor *back-to-back*. Esse desacoplamento permite operação em qualquer faixa de velocidades operáveis, o que torna esse tipo de aerogerador extremamente eficiente. Além disso, permite o controle independente da injeção de potência ativa e reativa e não requerem compensação reativa, *soft-starters* e nem anéis deslizantes. Diferentes tipos de geradores podem ser usados, tais como geradores síncronos (com excitação independente ou com ímãs permanentes) e geradores de indução gaiola de esquilo. Geradores com um grande número de polos podem ser utilizados, de maneira que caixas de engrenagens sejam evitadas. No entanto, o conversor de potência é mais caro e apresenta mais perdas em relação ao dos aerogeradores do tipo 3, visto que neste caso toda a potência gerada deve ser convertida. No entanto, essa estrutura pode se apresentar dominante ao longo do desenvolvimento da indústria eólica [15]. Por esse motivo, este trabalho será focado nos aerogeradores do tipo 4. O conversor de potência *back-to-back* é explicado

em detalhes no Capítulo 4.

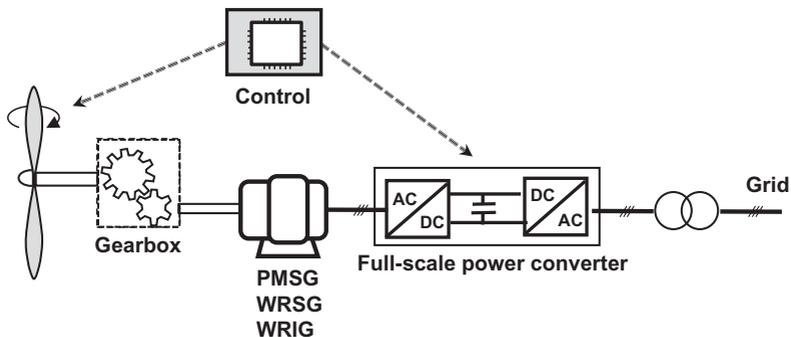


Figura 2.11: Turbina eólica do tipo 4. Fonte: [15]

2.6 RESUMO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados diversos conceitos que envolvem a área de energia eólica. Será especialmente importante o equacionamento obtido na Seção 2.1.2, visto que este fornecerá a base para a modelagem da turbina eólica utilizada nas simulações do Capítulo 7. Alguns dos componentes apresentados neste capítulo serão apresentados com mais detalhes em capítulos que seguem (ver Capítulos 3 e 4). Mais informações sobre a energia eólica podem ser encontradas nas referências [12] e [15].

3 MODELAGEM DO GERADOR SÍNCRONO

Nesse capítulo é introduzida a modelagem do gerador síncrono, que é utilizada como base para o projeto do controlador de torque eletromagnético da máquina. A modelagem e análise da máquina síncrona apresentada neste trabalho é a mesma encontrada na referência [16].

3.1 MODELO DO GERADOR

O gerador síncrono é uma máquina elétrica constituída essencialmente pelo estator (estrutura fixa), que contém três enrolamentos espaçados em 120 graus denominados por enrolamentos de armadura; e pelo rotor (estrutura rotatória), no qual encontram-se os enrolamentos de campo e de amortecimento. Os enrolamentos de campo são alimentados por corrente contínua e, por estarem fixos ao rotor, giram com uma velocidade angular ω_s , denominada por velocidade síncrona. O movimento rotacional dos enrolamentos de campo criam uma onda de força magnetomotriz senoidal ao longo da estrutura estator, o que induz, pela lei de Faraday, tensões e correntes nos enrolamentos de armadura. Os enrolamentos de amortecimento são enrolamentos curto-circuitados alocados no rotor que agem de maneira a compensar, através da lei de Lenz, possíveis oscilações no sistema que podem ser causadas por desequilíbrios de geração/carga. A Figura 3.1 mostra o circuito utilizado para a análise do gerador síncrono.

Nessa figura, tem-se:

e_a, e_b, e_c : tensões nos enrolamentos da armadura

i_a, i_b, i_c : correntes nos enrolamentos da armadura

ψ_a, ψ_b, ψ_c : fluxo magnético nos enrolamentos da armadura

i_{kd} : correntes nos enrolamentos de amort. de eixo direto

i_{kq} : correntes nos enrolamentos de amort. de eixo em quadratura

e_{fd} : tensão no enrolamento de campo

i_{fd} : corrente no enrolamento de campo

ω_r : velocidade angular do rotor

θ : posição angular do rotor em relação ao eixo magnético da fase a

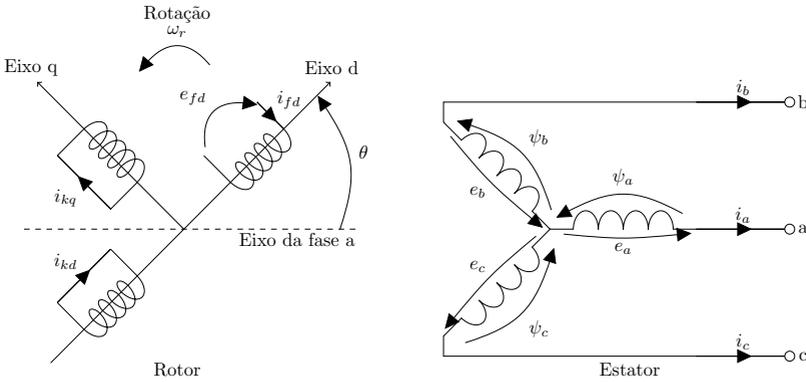


Figura 3.1: Circuito modelo para a máquina síncrona. Fonte: do autor, adaptado de [16].

Na análise das máquinas síncronas, é preferencialmente utilizada a grandeza de graus elétricos em vez da unidade de graus mecânicos. Em máquinas com mais de 2 polos, um período de rotação mecânica equivale à mais de um período elétrico. Por exemplo, em máquinas de 4 polos, uma rotação mecânica equivale a 2 períodos nas grandezas elétricas, como tensão e corrente geradas. Em geral, uma rotação mecânica de uma máquina de p_f polos equivale a $\frac{p_f}{2}$ períodos elétricos. Portanto, para facilitar a análise da máquina, é definida uma grandeza angular dada por $\theta_e = \frac{p_f}{2}\theta_m$, cuja unidade chama-se radianos elétricos.

São definidos dois eixos para fins de análise: eixos direto e em quadratura. O eixo direto coincide com o eixo magnético do rotor e o eixo em quadratura está avançado em 90° em relação ao eixo direto. O circuito da esquerda da Figura 3.1 refere-se ao rotor, que contém o enrolamento de campo e os enrolamentos de amortecimento. Considera-se, para fins de análise, que os enrolamentos de amortecimento estão alocados nos eixos direto e quadratura da máquina, conforme indicados por i_{kd} e i_{kq} . Já o esquemático da direita é um circuito Y dos três enrolamentos do estator. As equações para o circuito do estator são, pela lei de Kirchhoff:

$$e_a = \frac{d\psi_a}{dt} - R_a i_a \quad (3.1)$$

$$e_b = \frac{d\psi_b}{dt} - R_b i_b \quad (3.2)$$

$$e_c = \frac{d\psi_c}{dt} - R_c i_c \quad (3.3)$$

onde R_a , R_b e R_c são as resistências dos enrolamentos do estator. As equações para o cálculo dos fluxos nos enrolamentos do estator são dependentes das indutâncias próprias desses enrolamentos, das indutâncias mútuas entre esses enrolamentos e das indutâncias mútuas entre esses enrolamentos e os enrolamentos do rotor. Como a posição relativa entre os enrolamentos do rotor e da armadura variam com a rotação da máquina, essas indutâncias são variáveis periodicamente no tempo. A dedução e o equacionamento dos fluxos podem ser encontradas em [16].

As equações para o rotor são apresentadas abaixo:

$$e_{fd} = \frac{d\psi_{fd}}{dt} - R_{fd} i_{fd} \quad (3.4)$$

$$0 = \frac{d\psi_{kd}}{dt} - R_{kd} i_{kd} \quad (3.5)$$

$$0 = \frac{d\psi_{kq}}{dt} - R_{kq} i_{kq} \quad (3.6)$$

As equações para os fluxos nos enrolamentos do rotor também variam periodicamente no tempo devido à variação da posição relativa entre o rotor e o estator. Essas equações também podem ser encontradas em [16].

3.1.1 Transformação dq0

Conforme comentado anteriormente, as equações para o fluxo magnético nos enrolamentos são variáveis no tempo, o que aumenta a dificuldade na análise de máquinas síncronas. Esse fato motiva a utilização de uma transformação de variáveis de maneira a eliminar a dependência do tempo. A transformação dq0 é uma função que mapeia, em regime permanente, sinais senoidais trifásicos em vetores de sinais constantes, logo é extremamente útil na análise e projeto de sistemas que envolvam sinais senoidais trifásicos. A transformação dq0 é definida pela seguinte matriz:

$$T_\theta = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

e sua inversa é definida pela seguinte matriz:

$$T_{\theta}^{-1} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1 \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & 1 \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) & 1 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

O ângulo θ é um ângulo de referência e é escolhido convenientemente. Seja um sinal senoidal trifásico definido nas coordenadas abc denotado por $x_{abc} = [x_a \ x_b \ x_c]^T$. A transformação dq0 é realizada através da seguinte equação:

$$x_{dq0} = T_{\theta} x_{abc} \quad (3.9)$$

Considerando operação balanceada, as correntes no estator são dadas por:

$$i_a = I_m \sin(\omega_s t + \phi) \quad (3.10)$$

$$i_b = I_m \sin\left(\omega_s t + \phi - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (3.11)$$

$$i_c = I_m \sin\left(\omega_s t + \phi + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (3.12)$$

Aplicando a transformação dq0 neste conjunto de equações, considerando o ângulo de referência o valor θ definido anteriormente, obtém-se, após manipulações apropriadas:

$$i_d = I_m \sin(\omega_s t + \phi - \theta) \quad (3.13)$$

$$i_q = -I_m \cos(\omega_s t + \phi - \theta) \quad (3.14)$$

$$i_0 = 0 \quad (3.15)$$

Em regime permanente, $\omega_r = \omega_s$ (observando que a unidade de ω_r em questão é graus elétricos por segundo). Logo:

$$i_d = I_m \sin(\phi) \quad (3.16)$$

$$i_q = -I_m \cos(\phi) \quad (3.17)$$

$$i_0 = 0 \quad (3.18)$$

Ou seja, na referência dq0, ou também chamada referência síncrona, as correntes no estator são constantes. Aplicando a transformação dq0 no sinal definido pelas equações (3.1)-(3.3), obtém-se:

$$e_d = \frac{d\psi_d}{dt} - \psi_q \frac{d\theta}{dt} - R_a i_d \quad (3.19)$$

$$e_q = \frac{d\psi_q}{dt} + \psi_d \frac{d\theta}{dt} - R_a i_q \quad (3.20)$$

$$e_0 = \frac{d\psi_0}{dt} - R_a i_0 \quad (3.21)$$

A transformação dq0 aplicada às equações de fluxos são apresentadas abaixo.

$$\psi_d = -L_d i_d + L_{afd} i_{fd} + L_{akd} i_{kd} \quad (3.22)$$

$$\psi_q = -L_q i_q + L_{akq} i_{kq} \quad (3.23)$$

$$\psi_0 = -L_0 i_0 \quad (3.24)$$

onde:

L_{afd} é o pico da indutância mútua entre enrolamentos do estator e os enrolamentos de campo;

L_{akd} é o pico da indutância mútua entre enrolamentos do estator e os enrolamentos de amortecimento de eixo direto;

L_{akq} é o pico da indutância mútua entre enrolamentos do estator e os enrolamentos de amortecimento de eixo em quadratura

L_d e L_q são definidas como as indutâncias de eixo direto e em quadratura do estator. Estão relacionadas com as indutâncias mútuas e próprias dos enrolamentos de armadura.

3.1.2 Potência e torque

A potência de saída do gerador é dada por:

$$P_e = e_a i_a + e_b i_b + e_c i_c \quad (3.25)$$

Na forma matricial:

$$P_e = [e_a \quad e_b \quad e_c] \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Reescrevendo a equação acima em termos da transformação dq0:

$$P_e = \left(T_\theta^{-1} \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \\ e_0 \end{bmatrix} \right)^T T_\theta^{-1} \begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

$$= [e_d \quad e_q \quad e_0] (T_\theta^{-1})^T T_\theta^{-1} \begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Verifica-se que

$$(T_\theta^{-1})^T T_\theta^{-1} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 2 \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

de modo que

$$P_e = \frac{3}{2} [e_d \quad e_q \quad e_0] \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_0 \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

$$= \frac{3}{2} (e_d \dot{i}_d + e_q \dot{i}_q + 2e_0 \dot{i}_0) \quad (3.31)$$

Substituindo as equações (3.19)-(3.21) na expressão acima, obtém-se, após rearranjo apropriado de termos:

$$P_e = \frac{3}{2} \left[\underbrace{\left(i_d \frac{d\psi_d}{dt} + i_q \frac{d\psi_q}{dt} + 2i_0 \frac{d\psi_0}{dt} \right)}_{\text{taxa de variação da energia cinética da armadura}} + \underbrace{(\psi_d \dot{i}_q - \psi_q \dot{i}_d) \omega_r}_{\text{potência transferida pelo entreferro}} - \underbrace{(i_d^2 + i_q^2 + 2i_0^2) R_a}_{\text{perdas ôhmicas na armadura}} \right] \quad (3.32)$$

Nota-se que na expressão mostrada existe um termo associado às taxas de variação do fluxo magnético, ou seja, da energia magnética dos enrolamentos de armadura; um termo associado às perdas por efeito Joule na armadura e um termo restante corresponde à potência que é transferida pelo entreferro da máquina. A parcela de potência que é transferida pelo entreferro é responsável pela geração do torque eletromagnético, cujo valor é obtido dividindo a potência do entreferro pela

velocidade mecânica do rotor, conforme segue:

$$T_e = \frac{(\psi_d i_q - \psi_q i_d) \omega_r}{\omega_r} = \psi_d i_q - \psi_q i_d \quad (3.33)$$

Da expressão acima, conclui-se que é possível controlar o torque eletromagnético da máquina se for possível controlar individualmente as componentes da corrente do estator. Através do aumento/diminuição do torque eletromagnético da máquina é possível diminuir/aumentar a velocidade da máquina, conforme será mostrado posteriormente (equação 5.1). Em vista disso, utiliza-se o controle de torque para, por exemplo, a implementação de métodos de extração de máxima potência, discutidos na Seção 2.2. Além disso, os controles de emulação de inércia, apresentados no Capítulo 6, também utilizam do controle de torque da máquina. No Capítulo 4 são apresentadas as ideias que formam a base do controle de corrente/torque pelos conversores de potência.

3.2 RESUMO DO CAPÍTULO

Esse capítulo apresentou os equacionamentos básicos necessários para o entendimento, análise e projeto dos controles de velocidade/-torque do aerogerador. Foi também introduzida a importante transformação dq0, que é muito utilizada para facilitar a análise de máquinas elétricas e o projeto de controladores para sistemas de sinais senoidais. Detalhes sobre o funcionamento e a modelagem de máquinas síncronas que fogem do escopo deste trabalho podem ser encontrados na referência [16].

4 CONVERSOR DE POTÊNCIA

Topologias de conversão ativa mostram-se cada vez mais presentes em sistemas de potência. A eletrônica de potência, atualmente, encontra-se presente em diversos setores da área de Sistemas de Potência, tais como geração, transmissão e distribuição de energia e qualidade energética [17]. Conforme apresentado na Seção 2.5.4, as turbinas eólicas do tipo IV envolvem uma conversão *back-to-back* da potência produzida pelo gerador e, portanto, caracterizam-se pelo desacoplamento inercial entre o gerador e a rede. Neste capítulo será apresentado um método de conversão ativa por chaves de eletrônica de potência, bem como as funções desempenhadas pelos conversores de potência em aerogeradores. Esse capítulo fornece, portanto, uma base para o entendimento de como as turbinas eólicas modernas de grande porte são conectadas à rede de transmissão e como o desacoplamento entre gerador e rede ocorre.

4.1 ESTRUTURA DO CONVERSOR *BACK-TO-BACK*

A Figura 4.1 mostra o esquemático da estrutura utilizada para a conversão de potência do gerador para a rede em aerogeradores do tipo 4.

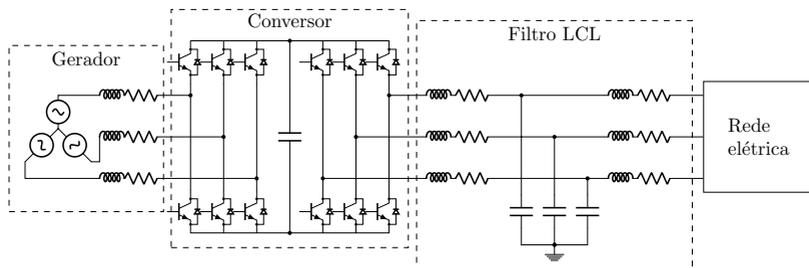


Figura 4.1: Diagrama do sistema de conversão de potência. Fonte: do autor.

O conversor do lado do gerador (retificador) é responsável, primordialmente, pela retificação da tensão obtida nos terminais do gerador e o

controle do torque elétrico e do fluxo magnético no gerador. Já o conversor do lado da rede (inversor) tem como funções principais a transformação da tensão contínua do barramento CC em tensão alternada e sincronizada com a rede elétrica e o controle da tensão no barramento CC e da potência reativa injetada no sistema. Entre os dois conversores são conectados capacitores que constituem o barramento CC. Um filtro é utilizado na saída do inversor de tensão para atenuar as componentes de alta frequência geradas pelo efeito de chaveamento do inversor. Esse filtro é geralmente do tipo LC ou LCL. Filtros LCL oferecem uma melhor atenuação em altas frequências que os filtros LC, porém requerem um projeto mais preciso, visto que esse tipo de filtro apresenta uma característica de ressonância que pode causar comportamentos de instabilidade no sistema e, logo, estratégias de amortecimento precisam ser configuradas [29].

A seguir será apresentado o princípio de funcionamento do inversor de tensão trifásico. Como o retificador ativo utilizado no conversor *back-to-back* opera como um inversor de tensão, o que será apresentado na próxima seção também se aplica ao conversor do lado do gerador.

4.2 FUNCIONAMENTO DO INVERSOR DE TENSÃO

Para o controle do chaveamento dos transistores é comumente utilizada a modulação PWM senoidal. Esse tipo de modulação é muito utilizada na indústria pela simplicidade de implementação e robustez do controle [18]. O bloco “Conversor” da Figura 4.1 mostra o esquemático dos braços de transistores utilizados na conversão. Os dispositivos chaveados geralmente são transistores do tipo IGBT (apresentados na figura) ou Mosfet. Através da modulação PWM senoidal trifásica são obtidos 6 sinais digitais que controlam o chaveamento dos transistores. Nessa técnica, um sinal trifásico balanceado, chamado de sinal de referência, é comparado a um sinal triangular de alta frequência (na faixa dos kHz), chamado de portadora. Quando um sinal senoidal for maior que a portadora, é enviado o comando de condução para determinado transistor. A Figura 4.2 mostra alguns gráficos obtidos na inversão trifásica baseada em uma técnica de modulação PWM senoidal. Na figura é possível observar as formas de onda da portadora triangular e da referência senoidal de uma fase. Também é possível observar a tensão de fase em uma das fases de saída do inversor. Como pode ser visto, quando a referência senoidal é maior que a portadora, o chaveamento do braço de transistores daquela fase é tal que tem-se um valor posi-

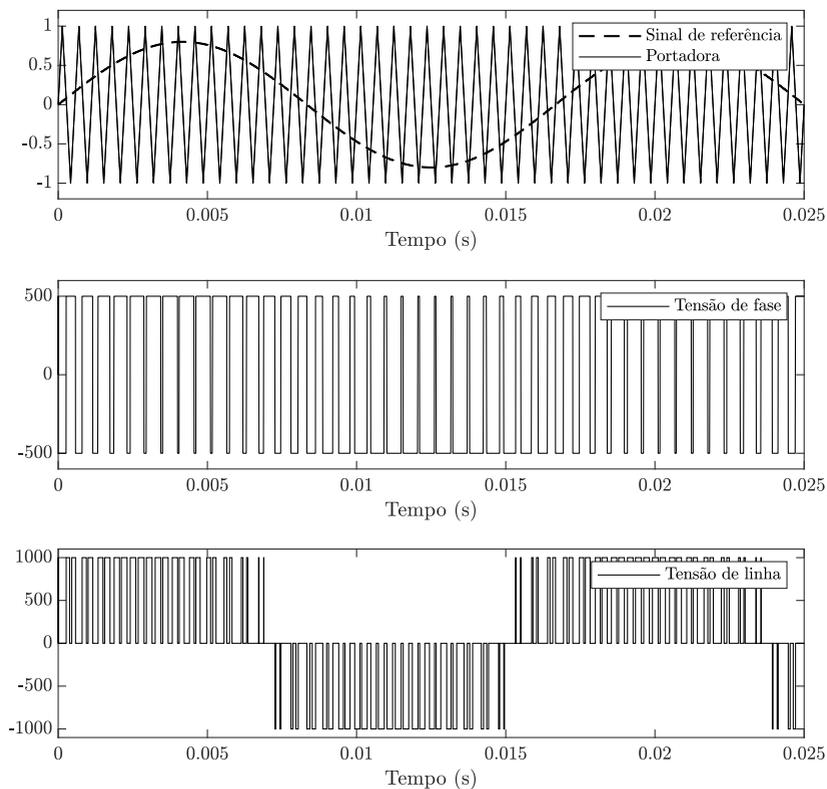


Figura 4.2: Formas de onda do sinal da portadora, do sinal de referência e das tensões de linha e de fase de saída do inversor em uma possível modulação PWM. Fonte: do autor.

tivo na tensão de fase. Quando a portadora é maior que a referência, chaveiam-se os transistores do braço daquela fase para que se tenha uma tensão de fase negativa, como pode ser visto. Considerando um sistema trifásico balanceado, as demais tensões de fase diferem-se em relação à apresentada por deslocamentos de fase de 120° , de modo que a tensão de linha na saída do inversor é a apresentada na Figura 4.2. Nota-se que a forma de onda obtida na inversão contém uma grande quantidade harmônica. Por esse motivo, é necessário que na saída o inversor sejam conectados filtros passa baixa, conforme mencionado anteriormente.

A razão entre as amplitudes da referência e da portadora, $m = \frac{A_r}{A_p}$, é chamada de índice de modulação de amplitude; e a razão entre

as frequências dos dois sinais, $n = \frac{f_r}{f_p}$, é denominada de índice de modulação de frequência.

É possível mostrar, conforme apresentado em [19], que a amplitude da componente fundamental da tensão de linha de saída é dada por:

$$\hat{v}_L = m\sqrt{3}\frac{v_{dc}}{2} \quad (4.1)$$

para $0 < m \leq 1$, onde v_{dc} é a tensão do barramento CC. Ou seja, é possível controlar a amplitude da tensão de saída através do controle do índice de modulação de amplitude. A frequência da componente fundamental da tensão de saída é a frequência do sinal de referência e, logo, também pode ser controlada. Mais detalhes sobre o funcionamento da modulação PWM pode ser encontrada em [19].

4.3 CONTROLE DE TORQUE ELETROMAGNÉTICO

Além de realizar a conversão da tensão alternada do gerador para tensão contínua, o conversor do lado da rede também atua no controle do torque e do fluxo no gerador, conforme comentado anteriormente. Para o controle de torque elétrico e fluxo magnético é utilizada uma técnica denominada de controle por campo orientado, explicada nessa seção.

O controle por campo orientado, também chamado de controle vetorial, é uma técnica muito utilizada no controle de torque e fluxo em motores elétricos. É baseada em controlar independentemente as componentes de eixo direto e quadratura da corrente do estator de maneira a controlar o torque e o fluxo da máquina [20].

No Capítulo 3 foi apresentada a relação entre o torque eletromagnético do gerador síncrono (equação 3.33). O equacionamento foi obtido para geradores alimentados por excitação separada. Boa parte dos aerogeradores do tipo 4, no entanto, apresentam excitação por ímãs permanentes (chamados, no inglês, de PMSG - *Permanent Magnet Synchronous Generator*). A equação que relaciona o torque elétrico em um gerador síncrono de ímãs permanentes e as componentes de corrente no estator é apresentada a seguir [7].

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{p_f}{2} [(L_d - L_q)i_d i_q + \psi_f i_q] \quad (4.2)$$

Nota-se que zerando-se a corrente de eixo direto é possível controlar o torque eletromagnético completamente através da corrente de eixo em

quadratura. Regulando i_d para zero, obtém-se:

$$T_e = \frac{3 p_f}{2} \psi_f i_q \quad (4.3)$$

É possível, portanto, seguir uma referência de torque $T_{e_{ref}}$ a partir de uma referência de corrente $i_{q_{ref}}$ dada por:

$$i_{q_{ref}} = \frac{4 T_{e_{ref}}}{3 p_f \psi_f} \quad (4.4)$$

Um controle de corrente é utilizado para o rastreamento da corrente de referência. Um controlador PI é comumente utilizado para tal função. A saída do controle de corrente define a tensão de referência que será utilizada na modulação PWM do conversor e, portanto, a tensão nos terminais do gerador. Abaixo estão apresentadas as equações de tensão no gerador nas coordenadas dq0 para o gerador síncrono de ímãs permanentes:

$$v_d = - \left(R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} \right) - \omega_r L_q i_q \quad (4.5)$$

$$v_q = - \left(R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} \right) + \omega_r L_d i_d + \omega_r \psi_f \quad (4.6)$$

Nota-se que as componentes de eixo direto e quadratura não são completamente desacopladas. Para aumentar a eficácia do controle independente das componentes, utiliza-se, portanto, a técnica de *feed-forward*, conforme será explicado a seguir. Denotando:

$$v'_d = - \left(R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} \right) \quad (4.7)$$

$$v'_q = - \left(R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} \right) \quad (4.8)$$

Tem-se:

$$v_d = v'_d - \omega_r L_q i_q \quad (4.9)$$

$$v_q = v'_q + \omega_r L_d i_d + \omega_r \psi_f \quad (4.10)$$

A estratégia de *feedforward* aplicada neste caso consiste em obter o controle das tensões v'_d e v'_q através das componentes de corrente e compensar os termos restantes nas equações 4.9 e 4.10 de forma a obter as tensões v_d e v_q a serem utilizadas na modulação PWM. A Figura 4.3 mostra o diagrama de blocos do controle de corrente em questão.

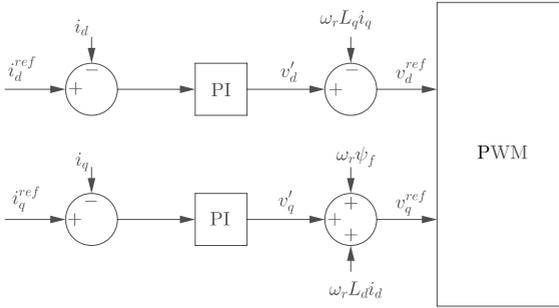


Figura 4.3: Controle de corrente do retificador. Fonte: do autor.

Para o projeto dos controladores PI, é possível obter o modelo da planta a partir das equações desenvolvidas anteriormente.

4.4 CONTROLE DE TENSÃO DO BARRAMENTO CC

Segue abaixo o esquemático do barramento CC dos conversores:

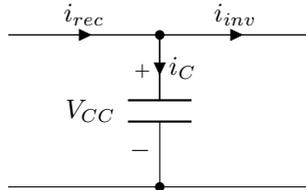


Figura 4.4: Esquemático do barramento CC do conversor *back-to-back*. Fonte: do autor.

Desconsiderando as perdas no retificador, a potência gerada é dada por:

$$P_{ger} = i_{rec} V_{CC} \quad (4.11)$$

Desconsiderando as perdas no inversor, a potência injetada na rede é dada por:

$$P_{inj} = i_{inv} V_{CC} \quad (4.12)$$

O balanço de potência no capacitor, dado pela diferença entre a potência gerada e a potência injetada na rede (desprezando as perdas

nos conversores), é refletido na tensão do capacitor, conforme mostrado a seguir. A energia armazenada no capacitor é dada por:

$$E_C = \frac{CV_{DC}^2}{2} \quad (4.13)$$

Mas também pode ser expressa pela diferença entre a energia gerada E_{ger} e a energia injetada na rede E_{inj} . Logo:

$$E_C = \int (P_{ger} - P_{inj})dt \quad (4.14)$$

Igualando as expressões e isolando a tensão V_{DC} , tem-se:

$$V_{DC} = \sqrt{\frac{2}{C} \int (P_{ger} - P_{inj})dt} \quad (4.15)$$

Uma das funções do conversor do lado da rede é controlar a tensão do barramento CC para que permaneça em um nível especificado. Nota-se, pela expressão (4.15), que, dessa forma, garante-se que a potência gerada é igual à potência injetada na rede. O controle de tensão do barramento CC pode ser realizado através do controle de corrente injetada na rede, conforme apresentado adiante.

Sejam v_a , v_b e v_c as tensões da rede e i_a , i_b e i_c as correntes de saída do inversor (desprezando os efeitos de chaveamento). As expressões que definem as potências ativa e reativa injetadas em coordenadas dq0 são obtidas conforme o apresentado na Seção 3.1.2 e estão apresentadas a seguir.

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d + v_q i_q) \quad (4.16)$$

$$Q = \frac{3}{2}(-v_d i_q + v_q i_d) \quad (4.17)$$

Para o cálculo destas componentes dq0, utiliza-se como referência angular o ângulo de fase da rede elétrica, de modo a obter sincronismo com a mesma. Para obter essa referência, é geralmente utilizado o PLL (do inglês *Phase Locked Loop*). Uma topologia de PLL convencional é implementada na referência dq0, conforme mostrado na Figura 4.5. Definindo $v_q^{ref} = 0$, obtém-se, em regime permanente, o ângulo de fase θ das tensões de entrada do PLL. Submetendo as tensões no ponto de conexão da saída do inversor ao PLL, tem-se o sincronismo necessário para o controle dos conversores. Esse PLL fornece bons resultados em

condições ideais de rede, porém, em situação desbalanceada da rede, requer melhorias [21]. Observa-se na Figura 4.5 que, por ação do con-

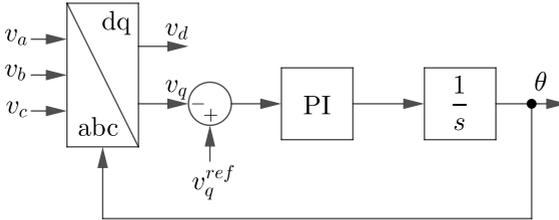


Figura 4.5: Estrutura de um PLL trifásico convencional implementado em coordenadas dq0. Fonte: do autor.

trolador PI, a componente v_q é anulada em regime permanente, de forma que as expressões de potência injetadas na rede transformam-se em:

$$P = \frac{3}{2}v_d i_d \quad (4.18)$$

$$Q = -\frac{3}{2}v_d i_q \quad (4.19)$$

Ou seja, é possível controlar a injeção de potência ativa e reativa na rede através do controle das componentes de corrente. Conforme mostrado anteriormente, a potência ativa entregue está relacionada ao controle de tensão do barramento CC. Logo, a referência de corrente de eixo direto é gerada a partir deste controle. Um controlador PI é utilizado para regular a tensão do barramento CC e a saída desse controlador define a referência de corrente de eixo direto. Outro controlador PI é utilizado, então, para regular a corrente. Têm-se, portanto, dois loops de controle: um loop externo, definido pelo controle de tensão; e um loop interno, definido pelo controle de corrente. Naturalmente, o controle interno deve ser mais rápido que o controle externo para uma resposta adequada. O controle de corrente de eixo em quadratura pode ser realizado de forma semelhante: através de um controlador PI é regulada a potência reativa e a saída do controlador define a referência de corrente de eixo em quadratura. A saída dos controladores PI que regulam a corrente definem as referências de tensão para a modulação PWM do inversor, assim como foi realizado no controle das correntes do estator do gerador. Também é realizada a estratégia de *feedforward* para melhorar o desempenho do controle, visto que as equações que relacionam as equações do circuito do lado da rede apresentam acopla-

mento entre componentes de eixo direto e quadratura. A seguir esse fato é mostrado. No equacionamento que se segue, considera-se que: o capacitor do filtro é desprezível em baixas frequências; os efeitos de chaveamento são desprezíveis (é utilizado o modelo médio do inversor). Com isso, o circuito do lado da rede resume-se no mostrado na Figura 4.6 [22].

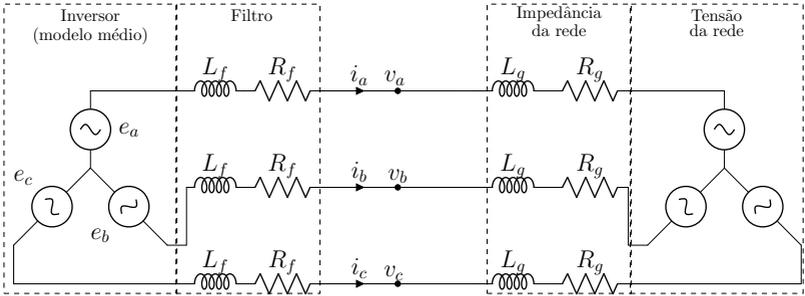


Figura 4.6: Modelo simplificado do lado da rede para projeto do controlador de corrente do inversor. Fonte: do autor, baseado em [22]

Da Figura 4.6, podemos escrever:

$$e_a = i_a(R_f + L_f \frac{d}{dt}) + v_a \quad (4.20)$$

$$e_b = i_b(R_f + L_f \frac{d}{dt}) + v_b \quad (4.21)$$

$$e_c = i_c(R_f + L_f \frac{d}{dt}) + v_c \quad (4.22)$$

Aplica-se a transformação dq0 ao conjunto de equações (4.20)-(4.22) considerando-se como referência angular a fase do ponto de medição e operação balanceada. Como resultado, tem-se:

$$e_d = R_f i_d + L_f \frac{di_d}{dt} - \omega L_f i_q + v_d \quad (4.23)$$

$$e_q = R_f i_q + L_f \frac{di_q}{dt} + \omega L_f i_d + v_q \quad (4.24)$$

em que ω é a frequência angular do ponto de medição. Percebe-se que, realmente, as equações de eixo direto e quadratura são acopladas. Denotando:

$$e'_d = R_f i_d + L_f \frac{di_d}{dt} \quad (4.25)$$

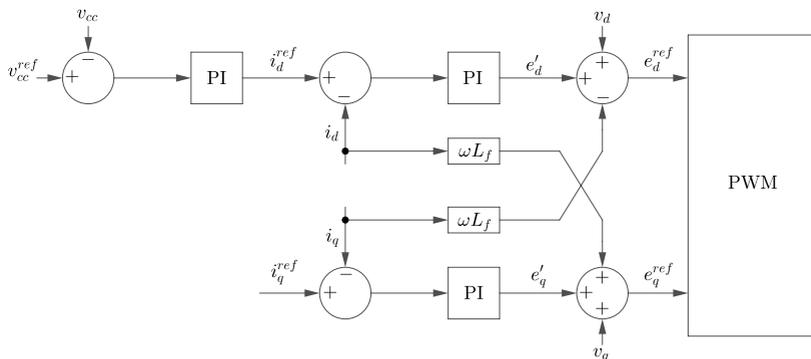


Figura 4.7: Controle de corrente pelo inversor de potência. Fonte: do autor.

e

$$e'_q = R_f i_q + L_f \frac{di_q}{dt} \quad (4.26)$$

Tem-se:

$$e_d = e'_d - \omega L_f i_q + v_d \quad (4.27)$$

$$e_q = e'_q + \omega L_f i_d + v_q \quad (4.28)$$

As saídas dos controladores PI são dadas por e'_d e e'_q . Os termos restantes nas equações (4.27) e (4.28) são compensados por *feedforward*, assim como foi feito no controle do lado do gerador. Através das equações obtidas e das informações citadas anteriormente, obtém-se o diagrama de controle de corrente mostrado na Figura 4.7. Essa estrutura é vastamente utilizada no controle de inversores trifásicos conectados à rede. O projeto dos controladores PI, assim como no projeto do controlador de corrente do retificador, pode ser realizado com a obtenção do modelo da planta através do equacionamento apresentado. Detalhes do projeto dos controladores podem ser encontrados em [22].

4.5 RESUMO DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou as ideias básicas que envolvem o controle de conversores de potência em aerogeradores do tipo 4. O controle desse equipamento, no entanto, envolve diversas outras funções, como o *soft-start* ou o *soft-shutdown* da máquina, a limitação de corrente, estimadores da posição do rotor (que pode ser necessário caso não existam

encoders instalados no gerador), atendimento a procedimentos de rede - tais como os requisitos de suportabilidade a subtensões/sobretensões decorrentes de faltas na rede elétrica [23] -, pré-carga do barramento CC, entre outras. Como será visto, a implementação de inércia sintética utiliza o controle de torque da máquina, portanto, o entendimento do funcionamento do conversor de potência torna-se necessário.

Pontua-se que o projeto dos controladores mencionados neste capítulo não será implementado. Para fins de simulação, será considerado que a função de transferência entre a potência eletromagnética de referência no lado do gerador e a potência injetada na rede é um atraso de primeira ordem. Esse atraso está relacionado aos controles de corrente (do retificador e do inversor) e do chaveamento dos transistores.

Os principais pontos abordados neste capítulo são apresentados nos seguintes tópicos:

- As funções do conversor do lado do gerador são, principalmente, a conversão AC-DC e controle do torque eletromagnético e fluxo da máquina;
- É possível controlar a tensão de saída dos conversores a partir do controle do sinal de referência da modulação PWM. Dessa forma, é possível controlar a tensão no estator do gerador e, dessa forma, controlar a corrente/torque da máquina;
- O controle do torque eletromagnético do gerador pode ser realizado através da regulação de corrente de eixo em quadratura do estator. É geralmente regulada a corrente de eixo direto para zero a fim de aumentar a relação corrente-torque.
- As principais funções do conversor do lado da rede são a conversão DC-AC, o controle da tensão do barramento CC e o controle de injeção de potência reativa. A regulação de tensão do barramento CC é feita pelo controle da corrente de eixo direto e garante o balanço de potência entre geração e injeção na rede. A regulação de potência reativa é geralmente realizada pelo controle da corrente de eixo em quadratura. Como foi visto, a injeção de potência ativa na rede é feita através do comando de torque eletromagnético do gerador e, portanto, os aerogeradores do tipo 4 não apresentam naturalmente a resposta inercial apresentada pelos geradores convencionais;
- A técnica de *feedforward* é utilizada tanto para o conversor do lado da rede quanto para o conversor do lado do gerador. O

objetivo é melhorar o desempenho do controle independente das componentes de eixo direto e quadratura, visto que estas são naturalmente acopladas, conforme é possível observar no equacionamento obtido.

5 MODELAGEM DA REDE ELÉTRICA

O conhecimento do sistema elétrico no qual a central eólica está inserido é de grande importância para o projeto do controle de emulação de inércia. Neste capítulo será apresentada a dinâmica do sistema elétrico sob o ponto de vista do balanço de potência e da regulação de frequência, bem como a estrutura do sistema elétrico a ser estudado. Os conceitos apresentados nesse capítulo fornecerão a base para a construção dos modelos computacionais utilizados nas simulações mostradas no Capítulo 7.

5.1 INÉRCIA DO SISTEMA ELÉTRICO

O sistema elétrico é um complexo agregado de geradores e cargas conectados entre si. Em sistemas de potência convencionais, a grande maioria dos geradores é acoplada diretamente aos pontos de conexão da rede, de forma que variações na velocidade de rotação são automaticamente refletidas na frequência do sistema. Essas variações podem ocorrer a partir de desbalanços entre geração e carga, visto que, quando estes ocorrem, são compensados imediatamente pela energia cinética contida nos rotores das máquinas. A chamada equação de oscilação rege a dinâmica rotacional do gerador e está apresentada a seguir [16].

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - D_T \Delta\omega \quad (5.1)$$

em que J , ω , T_m , T_e e D_T são, respectivamente, o momento de inércia do gerador ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$), a velocidade angular do rotor (rad/s), o torque mecânico no eixo ($\text{N} \cdot \text{m}$), o torque eletromagnético no eixo ($\text{N} \cdot \text{m}$) e a sensibilidade da carga à frequência ($\text{N} \cdot \text{m} \cdot \text{s/Hz}$). Nota-se que quando há um desbalanço entre geração e carga, ou seja, $T_m \neq T_e$, tem-se que $\frac{d\omega}{dt} \neq 0$ e, portanto, a velocidade do rotor sofre uma variação. Também nota-se que quando maior o momento de inércia do gerador, menor é a taxa de variação da velocidade. A energia cinética contida no rotor é dada pela equação (5.2). Em situações de desbalanço entre carga e geração, o excesso ou a falta de energia gerada é respectivamente

armazenado ou retirada da massa girante da máquina.

$$E_c = \frac{J\omega^2}{2} \quad (5.2)$$

A expressão (5.1) é geralmente normalizada através da constante de inércia H , definida pela relação entre a energia cinética contida no rotor do gerador na velocidade nominal ω_0 e a potência aparente nominal da máquina S_0 , ou seja:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J\omega_0^2}{S_0} \quad (5.3)$$

Substituindo na expressão (5.1) (desconsiderando o termo de sensibilidade da carga à frequência), obtém-se:

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega}{\omega_0} \right) = \frac{T_m - T_e}{\frac{S_0}{\omega_0}} \quad (5.4)$$

Definindo $T_{base} = \frac{S_0}{\omega_0}$, tem-se que:

$$2H \frac{d\bar{\omega}}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (5.5)$$

onde $\bar{\omega}$, \bar{T}_m e \bar{T}_e são os valores em pu da velocidade do rotor, do torque mecânico e do torque elétrico, respectivamente. O termo associado à sensibilidade da carga à frequência pode ser também ser expresso em relação à variação de velocidade em pu:

$$2H \frac{d\bar{\omega}}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e - D\Delta\bar{\omega} \quad (5.6)$$

onde $\Delta\bar{\omega} = \bar{\omega} - \bar{\omega}_0$. Se a frequência base for a nominal, tem-se que $\Delta\bar{\omega} = \bar{\omega} - 1$.

É conveniente expressar a expressão da equação de oscilação em termos de potência, considerando-se também um modelo para pequenas perturbações. Denotando com índice $_0$ uma condição inicial e com Δ um desvio em relação a essa condição, pode-se escrever:

$$P = P_0 + \Delta P \quad (5.7)$$

$$T = T_0 + \Delta T \quad (5.8)$$

$$\omega = \omega_0 + \Delta\omega \quad (5.9)$$

Sabe-se que potência é o produto entre o torque e a velocidade rotaci-

onal. Logo:

$$P_0 + \Delta P = (\omega_0 + \Delta\omega)(T_0 + \Delta T) \quad (5.10)$$

Expandindo os termos:

$$P_0 + \Delta P = \omega_0 T_0 + \omega_0 \Delta T + \Delta\omega T_0 + \Delta\omega \Delta T \quad (5.11)$$

Observando que $P_0 = \omega_0 T_0$ e considerando que os desvios são suficientemente pequenos tais que o termo $\Delta\omega \Delta T$ é desprezível perante aos demais, tem-se:

$$\Delta P = \omega_0 \Delta T + \Delta\omega T_0 \quad (5.12)$$

E, portanto:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0(\Delta T_m - \Delta T_e) + \Delta\omega(T_{m_0} - T_{e_0}) \quad (5.13)$$

Considerando que os pontos de operação inicial estão em regime permanente, então $T_{m_0} = T_{e_0}$, de modo que:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \omega_0(\Delta T_m - \Delta T_e) \quad (5.14)$$

Quando expressa em pu, com ω_0 sendo a base da velocidade angular, a expressão (5.14) torna-se:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (5.15)$$

Portanto, pela equação da oscilação, é possível escrever:

$$\bar{P}_m - \bar{P}_e - D\Delta\bar{\omega} = 2H \frac{d\bar{\omega}}{dt} \quad (5.16)$$

desde que as variações sejam suficientemente pequenas em torno da frequência nominal. O diagrama de blocos dessa equação é apresentado na Figura 5.1.

É possível obter um modelo da equação de oscilação equivalente para a rede. O momento de inércia equivalente da rede é a soma dos momentos de inércia dos geradores individuais, ou seja:

$$J_{eq} = \sum_i J_i \quad (5.17)$$

Também é possível obter a constante de inércia equivalente do sistema

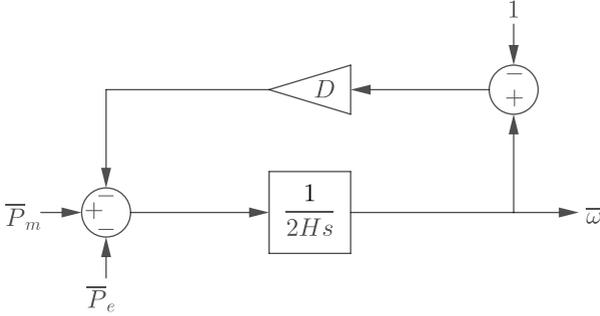


Figura 5.1: Diagrama de blocos da equação de oscilação do gerador síncrono. Fonte: do autor.

através da seguinte expressão [8]:

$$H_{eq} = \sum_i H_i \frac{S_i}{S_b} \quad (5.18)$$

Onde S_i é a potência nominal do gerador síncrono i e S_b é a potência base do sistema. Neste trabalho, o sistema a ser estudado é constituído apenas por unidades síncronas convencionais e por centrais eólicas. Será considerado por simplicidade que todos os geradores síncronos convencionais do sistema possuem a mesma constante de inércia H_g . Desse modo:

$$H_{eq} = \frac{H_g}{S_b} \sum_i S_i \quad (5.19)$$

Onde $\sum_i S_i$ é a soma das potências dos geradores síncronos convencionais da rede. Seja k_{aeg} o fator de penetração eólica na rede, ou seja, $S_{aeg} = k_{aeg} S_b$, onde S_{aeg} é a potência eólica nominal do sistema. Logo, pode-se escrever:

$$\sum_i S_i + S_{aeg} = S_b \quad (5.20)$$

de onde tiramos que:

$$\sum_i S_i = (1 - k_{aeg}) S_b \quad (5.21)$$

e, portanto, pela equação (5.19):

$$H_{eq} = H_g(1 - k_{aeg}) \quad (5.22)$$

A expressão (5.22) diz que quanto maior for a penetração eólica na rede, menor é a constante de inércia equivalente do sistema. É importante observar que essa conclusão foi obtida ao desconsiderar a inércia dos aerogeradores no cálculo da constante de inércia equivalente, pois supõe-se que todas as turbinas eólicas são inercialmente desacopladas da rede elétrica, ou seja, os aerogeradores não contribuem para a inércia efetiva do sistema (no sistema proposto).

Com isso, obtém-se o modelo equivalente da rede através da seguinte equação:

$$\bar{P}_{m_{eq}} - \bar{P}_{e_{eq}} - D_{eq}\Delta\bar{\omega} = 2H_{eq}\frac{d\bar{\omega}}{dt} \quad (5.23)$$

Onde D_{eq} é a sensibilidade da carga à frequência equivalente do sistema, $\bar{P}_{m_{eq}}$ é a soma das potências mecânicas de cada gerador e $\bar{P}_{e_{eq}}$ é a soma das potências eletromagnéticas de cada gerador. É importante observar que os valores a serem utilizados nessa equação devem ser expressados em pu. Esse modelo será utilizado posteriormente em simulações para estudos da frequência do sistema.

5.2 REGULAÇÃO PRIMÁRIA DE FREQUÊNCIA

Após um distúrbio que ocasione desbalanços entre geração e carga, a resposta inercial, discutida na seção anterior, ocorre imediatamente. Conforme foi visto, a frequência do sistema é alterada nesse tipo de evento e, por essa razão, é necessário um sistema de controle que reestabeleça a condição de frequência nominal. Existem dois principais tipos de reguladores usados no controle de frequência: regulador isócrona e regulador com queda de velocidade.

5.2.1 Regulador isócrona

Nesse tipo de regulador, a frequência é comparada a uma referência e um controle integral é utilizado para anular o erro associado. Esse controle age na válvula de abertura dos geradores, de maneira que, quando a frequência cai para um valor abaixo da nominal, a posição

da válvula é alterada de maneira a permitir uma maior entrada de água/vapor, causando um aumento na velocidade do gerador e, portanto, da frequência. Nesse tipo de controle o erro de frequência é nulo em regime permanente devido à ação integral do controlador. Esse tipo de regulador tem um bom desempenho em operação isolada do gerador, ou quando apenas um dos geradores do sistema é responsável pela regulação de frequência [16].

5.2.2 Regulador com queda de velocidade

Em sistemas de potência em que vários geradores devem atuar no controle de regulação de frequência, a utilização do regulador isócrono não é adequada, visto que cada gerador teria uma resposta diferente às variações de frequência, considerando que possuem diferentes características mecânicas e elétricas. Isso causaria oscilações indesejadas na frequência do sistema e, por essa razão, um regulador que permita um controle de frequência com compartilhamento de cargas entre os geradores se faz necessário. O regulador com queda de velocidade, também chamado de regulador com *droop*, baseia-se em ajustar a potência de entrada do gerador através da relação mostrada no gráfico da Figura 5.2.

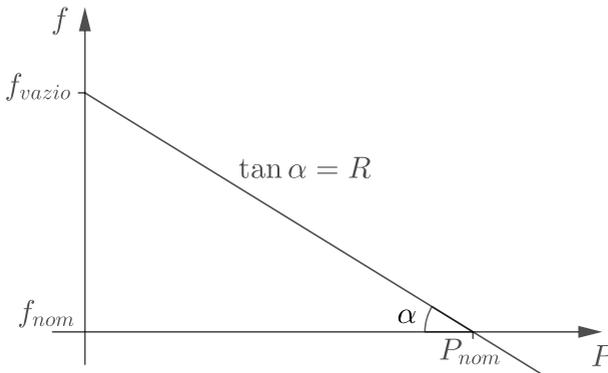


Figura 5.2: Característica de estatismo do regulador com queda de velocidade. Fonte: do autor.

A inclinação mostrada no gráfico é determinada pelo chamado estatismo, que relaciona a frequência do sistema e a potência do gerador que devem ser obtidas em regime permanente através do regulador.

O regulador com queda de velocidade, portanto, ajusta a abertura ou o fechamento da válvula de maneira que, em regime permanente, a característica de estatismo seja obtida. A implementação do estatismo nos geradores soluciona o problema de oscilação de frequência apresentada pelos reguladores isócronos operando com compartilhamento de cargas, pois, se todos os geradores do sistema apresentarem essa característica, existirá um único valor de frequência em regime permanente no qual os geradores podem compartilhar o desbalanço de carga. Ou seja, todos os geradores atingirão uma frequência em comum com essa implementação, e a potência de saída de cada um será definida pela inclinação da reta mostrada na Figura 5.2. Nota-se que essa frequência de regime permanente será diferente da nominal, logo, é necessária outra malha de controle para que a condição nominal se reestabeleça. Esse controle é denominado de regulação secundária e é apresentado na próxima seção.

A inclinação da reta da Figura 5.2 determina a operação do gerador em regime permanente. Seja R tal inclinação e G a posição da válvula que determina a entrada de água/vapor. Como a posição da válvula é diretamente proporcional à potência de saída do gerador, tem-se que, para a implementação da característica de estatismo, deve-se ter:

$$\Delta\omega = -R\Delta G_{ref} \quad (5.24)$$

No entanto, devido à inércia do sistema de abertura da válvula, existe uma constante de tempo T_G associada à mudança de posição. Ou seja:

$$\Delta G = \Delta G_{ref} \frac{1}{1 + sT_G} \quad (5.25)$$

Portanto, das equações (5.24) e (5.25), vem:

$$\Delta G = -\frac{1}{R}\Delta\omega \frac{1}{1 + sT_G} \quad (5.26)$$

É possível alterar a proporção de carga tomada por cada gerador através da adição de uma referência de carga $P_{setpoint}$ ao controle, conforme mostrado na seguinte expressão:

$$\Delta G = \left(-\frac{1}{R}\Delta\omega + P_{setpoint} \right) \frac{1}{1 + sT_G} \quad (5.27)$$

O efeito da adição dessa referência é a translação vertical das curvas de estatismo. Dessa forma, a carga tomada pelo gerador pode ser alterada

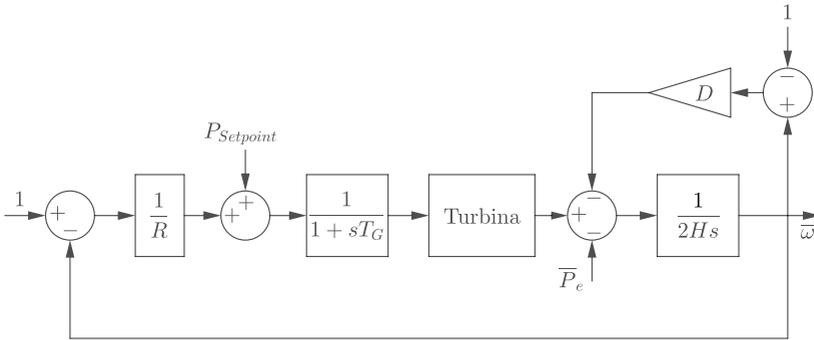


Figura 5.3: Diagrama de blocos do sistema com regulador com queda de velocidade. Fonte: do autor.

em regime permanente. O diagrama do controle primário está mostrado na Figura 5.3.

5.3 REGULAÇÃO SECUNDÁRIA DE FREQUÊNCIA

Também chamado de Controle Automático de Geração (CAG), o controle secundário de frequência é um controle centralizado do sistema que possui dois principais objetivos:

- Restaurar a condição nominal de frequência:** foi visto que, em regime permanente, controle primário de frequência dos reguladores com queda de velocidade apresenta um desvio de frequência em relação à nominal. Para que a frequência nominal seja restaurada, um loop de controle integral é adicionado no controle mostrado na Figura 5.3. Esse controle integral atua no controle do setpoint de potência, ou seja, atua deslocando a curva do estatismo de forma a anular o erro em frequência. É necessário que esse controle seja mais lento que o controle primário de forma a não causar interferência neste.
- Controle de potência de intercâmbio entre áreas:** o diagrama mostrado na Figura 5.3 considera que o sistema é constituído por uma área isolada, isto é, não existe intercâmbio de potência entre áreas distintas. Em sistemas em que há diversas áreas de consumo/geração, é necessário, por razões comerciais ou operacionais, que os valores de potência de intercâmbio entre es-

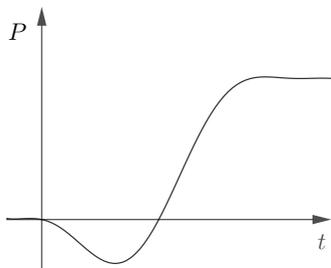


Figura 5.4: Potência de saída da turbina hidráulica após degrau positivo na abertura da válvula. Fonte: do autor.

sas áeras sejam controladas. Mais detalhes sobre a implementação desse controle pode ser encontrado em [16].

Neste trabalho não será simulada a regulação secundária, visto que o intervalo de tempo a ser estudado será basicamente limitado à escala de tempo do controle primário.

5.4 MODELO DA TURBINA DE GERADORES CONVENCIONAIS

Neste trabalho será adotado o modelo de turbina de unidades hidrelétricas. A modelagem e as equações referentes à turbina hidráulica podem ser encontradas em detalhes em [24].

Seja P_m^{tur} a potência mecânica produzida e G a posição da válvula. A função transferência da turbina hidráulica é dada por:

$$\frac{\Delta P_m^{tur}(s)}{\Delta G(s)} = \frac{1 - T_w s}{1 + \frac{T_w}{2} s} \quad (5.28)$$

onde T_w é uma constante que representa o tempo de partida nominal da água [24]. Como pode ser visto, a função transferência da turbina hidráulica apresenta um zero no semiplano direito do plano complexo. No domínio do tempo, esse zero manifesta-se como uma inversão inicial na resposta à ação válvula, ou seja, nos momentos iniciais após uma abertura da válvula, a potência mecânica sofre uma redução. A reposta inversa também ocorre caso ocorra o fechamento da válvula. A Figura 5.4 ilustra o comportamento da turbina para um degrau positivo na posição da válvula. Esse comportamento é indesejável e, portanto, um compensador faz-se necessário. O compensador utilizado deve ser tal que reduza o ganho transitório em altas frequências e, por essa

razão, utiliza-se geralmente um compensador de atraso de fase. Essa compensação pode ser realizada através de um amortecedor hidráulico, conforme apresentado em [24]. A função transferência desse compensador é mostrada a seguir.

$$G_C(s) = \frac{1 + sT_r}{1 + s\frac{r}{R}T_r} \quad (5.29)$$

onde T_r é a constante de tempo do amortecedor, r é o estatismo transitório e R é o já apresentado estatismo de regime permanente. Os parâmetros a ajustar nesse compensador são, portanto, r e T_r . A Figura 5.5 mostra o diagrama do sistema compensado.

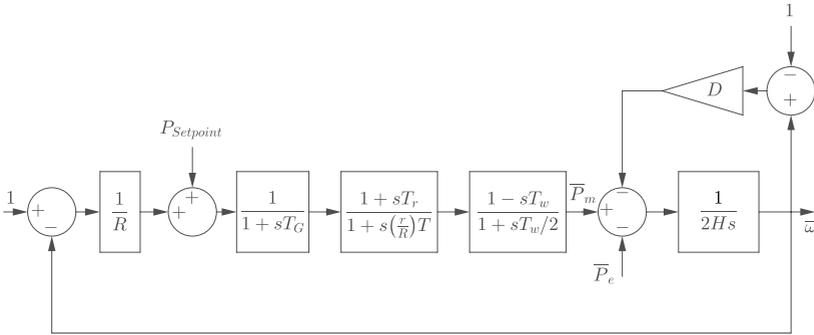


Figura 5.5: Diagrama de blocos do sistema compensado. Fonte: do autor.

A definição dos parâmetros do compensador neste trabalho será feita a partir do projeto encontrado em [24]. Foi definido que o compensador deveria ser tal que a margem de fase do sistema da Figura 5.5 fosse de 40° . Foi mostrado, a partir do projeto por diagramas de Bode, que o parâmetro r deve ser escolhido da seguinte forma a fim de que a margem de fase especificada seja obtida:

$$r = 2,5 \frac{T_w}{2H} \quad (5.30)$$

O parâmetro T_r foi definido conforme aproximação apresentada em [24] e está apresentado a seguir.

$$T_r = 6T_w \quad (5.31)$$

5.5 RESUMO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram introduzidos os principais equacionamentos envolvendo a inércia do sistema, bem como as ideias que formam a base da regulação de frequência da rede. Como foi visto, a rede elétrica será considerada um gerador síncrono equivalente ao conjunto de geradores do sistema. Essa aproximação é válida para um primeiro estudo do comportamento da frequência frente a distúrbios, tais como variações de carga e perda de geração, bem como frente a variações na geração eólica, o que representa o foco de estudo do presente trabalho. O modelo de turbina hidráulico foi escolhido para representar a turbina equivalente do sistema pelo fato de que esse tipo de turbina é preferencialmente utilizado na regulação de frequência, conforme justificado em [24]. O sistema elétrico a ser estudado será, portanto, constituído por um modelo agregado das centrais eólicas e um modelo agregado de geração hidráulica convencional.

6 EMULAÇÃO DE INÉRCIA

Conforme apresentado no Capítulo 5, os geradores síncronos de usinas convencionais contribuem para a regulação de frequência e estabilidade do sistema elétrico quando em ocasiões de desbalanços energéticos na rede elétrica. Essa contribuição ocorre através da imediata injeção ou absorção de energia cinética em seus rotores. As turbinas eólicas modernas, por outro lado, são, em sua maioria, acopladas via eletrônica de potência à rede e, portanto, não possuem a capacidade de responder inercialmente às variações do sistema elétrico. Diversas estratégias de controle para obter resposta inercial são encontradas na literatura. Neste capítulo serão apresentadas duas principais maneiras de se obter resposta inercial em aerogeradores desacoplados da rede elétrica, nomeadamente Seguimento Inercial de Rede e Ativação de Resposta em Degrau. Ambos os métodos baseiam-se em controlar o torque do gerador em função da frequência da rede elétrica. A Ativação de Resposta em Degrau terá foco neste trabalho e simulações, apresentadas no Capítulo 7, serão baseadas neste método, de modo a possibilitar análises de seu desempenho.

6.1 SEGUIMENTO INERCIAL DE REDE

A ideia deste método é emular o comportamento de geradores síncronos convencionais em aerogeradores. Para isso, é utilizada a equação de oscilação, repetida a seguir, como base do sistema de controle.

$$P_m - P_e = 2H \frac{df}{dt} \quad (6.1)$$

Onde f é a frequência da rede elétrica. O lado esquerdo da equação representa o desbalanço de potência entre geração e carga. Em geradores convencionais, esse desbalanço é imediatamente compensado através da retirada ou armazenamento de energia cinética na massa girante. O método de Seguimento Inercial de Rede consiste em prover um acréscimo/decrécimo de potência do aerogerador dado por $\Delta P = 2H \frac{df}{dt}$ quando em situações de desbalanço energético, onde H é a constante de inércia do gerador eólico. Nota-se que na geração convencional o desvio de potência do gerador determina a taxa de variação de frequência através da equação (6.1). Já na emulação de inércia por Se-

guimento Inercial de Rede, a taxa de variação de frequência determina o desvio de potência do aerogerador. Apesar de haver essa reversão na relação causa/efeito, o resultado desse tipo de emulação pode reproduzir satisfatoriamente o comportamento de um gerador convencional. O diagrama de blocos da Figura 6.1 representa a sintetização do sinal de controle.



Figura 6.1: Controle do método de seguimento inercial de rede. Fonte: do autor.

Esse acréscimo/decréscimo de potência é feito através do controle do torque eletromagnético, que foi discutido na Seção 4.3. Supondo a ocorrência de subfrequência, tem-se que, quando este método é ativado, a energia cinética armazenada no rotor passa a sofrer um decaimento (considerando que a velocidade do vento não aumente imediatamente após a aplicação do método), o que reduz a velocidade do rotor. Portanto, é necessário que a velocidade do rotor seja considerada no projeto do controlador, de modo que seja evitado o *stall* da turbina. Além disso, como foi visto na Seção 2.2, o aerogerador atua de maneira a ter a máxima eficiência através do rastreamento de máxima potência. Nos métodos de emulação de inércia é, portanto, adicionado um acréscimo de potência (torque) ao valor de potência (torque) de referência gerado pelo controle de extração de máxima potência. A Figura 6.2 mostra o diagrama de blocos do método de Seguimento Inercial de Rede em conjunto com o controle de máxima extração de potência do tipo Realimentação de Potência.

Portanto, gera-se um torque (ou potência) de referência a partir da soma das respostas dos dois controles. No entanto, uma importante consideração deve ser feita. O decréscimo de velocidade do rotor tem como consequência um decréscimo na potência gerada pelo controle de extração de máxima potência (considerando que o aerogerador estava operando com a máxima eficiência anteriormente ao distúrbio). Isso pode ser verificado na Figura 2.2, apresentada no Capítulo 2. Esse efeito pode diminuir ou até anular o acréscimo de potência do método de emulação de inércia. Para solucionar esse problema, duas estratégias encontradas na literatura podem ser utilizadas e são apresentadas a seguir.

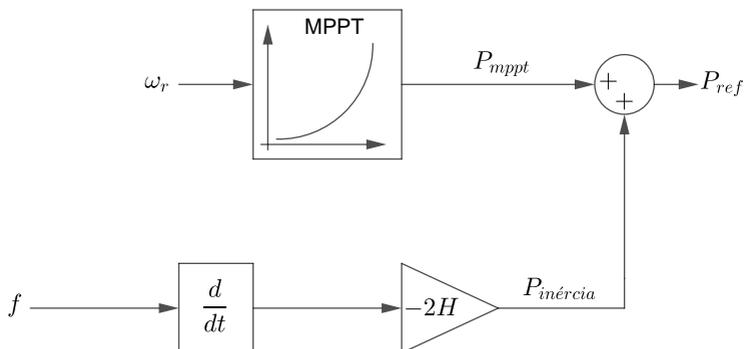


Figura 6.2: Método do seguimento inercial de rede. Fonte: do autor.

- **Compensação de torque:** esta estratégia consiste em adicionar um termo compensador em função do desvio de frequência do sistema, conforme mostrado na Figura 6.3.

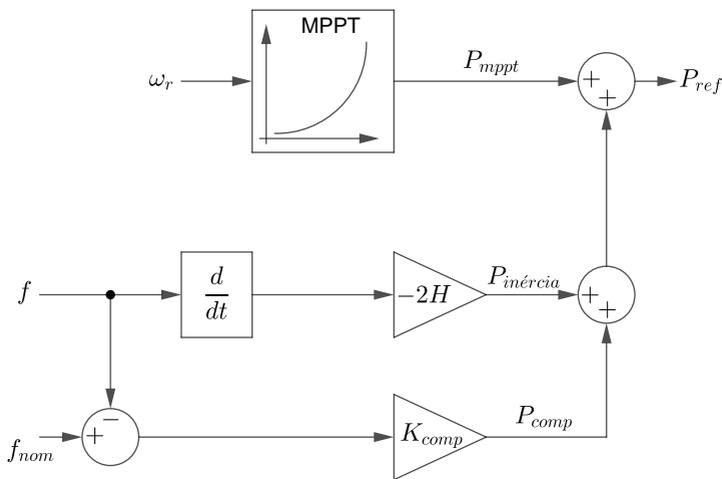


Figura 6.3: Estratégia de compensação de torque. Fonte: do autor.

Escolhendo adequadamente o valor de K , é possível anular ou amenizar o efeito do desvio de potência gerado pelo controle de extração de máxima potência. Durante altas variações de velocidade do rotor, no entanto, essa estratégia pode não fornecer resultados satisfatórios [8].

- **Fixação de potência pré-distúrbio:** esta estratégia baseia-se em fixar o valor da potência de referência gerada pelo controle de extração de máxima potência no valor imediatamente anterior ao distúrbio. O valor é fixado até que a emulação é desativada. Dessa forma, o efeito de redução de potência discutido é anulado. No entanto, reativar o controle de máxima extração de potência deve ser feito cuidadosamente, de maneira a evitar comportamentos indesejados, como instabilidade [7] e *stall* da turbina.

Outra consideração a ser feita no projeto desse tipo de emulação de inércia refere-se aos métodos de ativação. Existem basicamente três métodos para ativar o controle de inércia, que são apresentados a seguir [25].

- **Operação contínua:** neste método, os esquemas de emulação de inércia apresentados são continuamente utilizados na geração da referência de torque/potência. Esse não é um método muito apropriado, visto que o controle responderia a toda e qualquer variação de frequência, além de que, em condições de operação normais, não seria possível a realização de recuperação de velocidade [25].
- **Banda morta em frequência:** neste método de ativação a frequência do sistema é comparada a dois valores limites. Em ocasiões de subfrequência, o sistema ativa o acréscimo de potência caso a frequência caia para um valor abaixo do limite inferior. Em ocasiões de sobrefrequência o decréscimo de potência é feito caso a frequência ultrapasse o limite superior. Dessa forma é possível evitar que o controle responda a pequenas variações de frequência.
- **Banda morta em derivada de frequência:** nesse método a taxa de variação de frequência é comparada a limites superior e inferior, similarmente ao método de ativação de banda morta em frequência. Neste caso o controle ativa a emulação de inércia caso a taxa de variação de frequência ultrapasse um dos limites.

Um problema claro da implementação do método de Seguimento Inercial de Rede é a necessidade da medição da derivada da frequência. Sabe-se que existe ruído associado à frequência do sistema elétrico, portanto uma filtragem do sinal de frequência é necessária a fim de que se evitem grandes variações instantâneas de torque, o que poderiam danificar a máquina. A frequência de corte do filtro deve ser selecionada de tal forma que o atraso associado à filtragem não comprometa

a contribuição para a regulação de frequência do sistema e também que possua uma frequência de corte baixa o suficiente para atenuar apropriadamente as componentes de alta frequência.

6.2 ATIVAÇÃO DE RESPOSTA EM DEGRAU

Este método de emulação de inércia em aerogeradores é, conforme já mencionado, o foco deste trabalho. Seu princípio de funcionamento é baseado no controle pré-definido da potência do aerogerador, diferentemente do método de Seguimento Inercial de Rede, no qual a potência gerada durante a emulação é dependente da frequência do sistema. Quando ocorre um evento de sub ou sobrefrequência no sistema, infere-se que um desbalanço entre geração e carga ocorreu. A ideia deste método é amenizar esse desbalanço através de um acréscimo/decréscimo de potência temporário e constante logo após o distúrbio, contribuindo para a regulação de frequência do sistema elétrico. A Figura 6.4 apresenta o gráfico da potência de referência do aerogerador quando sob ativação do método de Ativação de Resposta em Degrau.

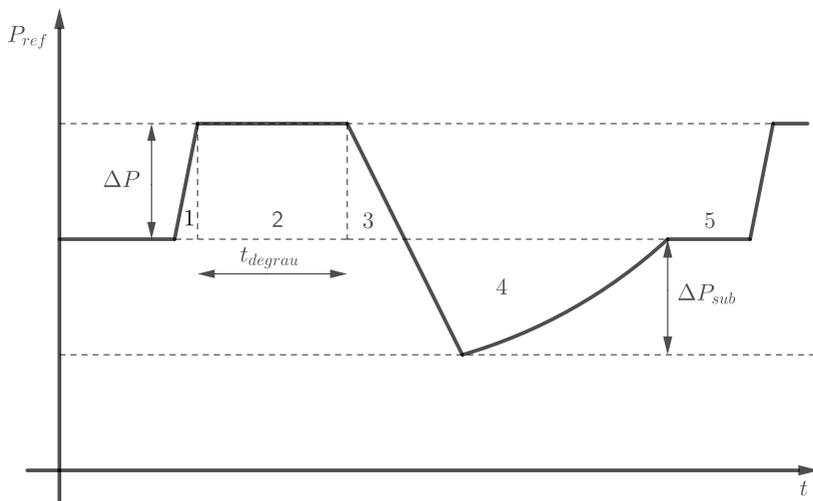


Figura 6.4: Curva típica da potência de saída do aerogerador durante ativação do degrau de potência. Fonte: do autor.

Conforme pode ser visto na figura, existem diferentes regiões que

determinam a característica desse tipo de emulação. A região indicada por 1 representa o período de tempo de resposta da ativação do degrau de potência. O intervalo indicado por 2 representa o período de fornecimento constante de potência, ou seja, o “degrau” de potência; a região 3 representa o período de sobreprodução de recuperação; a região 4 representa um período de subprodução e a região 5 representa o período entre duas ativações consecutivas. O período de subprodução é necessário devido ao fato de que, como a energia cinética armazenada no rotor é utilizada para a emulação, é necessário que haja uma reaceleração do rotor de maneira que a operação normal retorne logo após a contribuição por emulação de inércia. O período de sobreprodução de recuperação representa uma transição suave entre o período de sobreprodução e subprodução, necessária para que não haja grandes variações de torque na máquina, bem como para evitar grandes perturbações na frequência do sistema. O tempo t_{degrau} mostrado no gráfico deve ser selecionado cuidadosamente, bem como o valor do acréscimo ΔP , de modo a evitar comportamentos indesejados, como o *stall* da máquina. O período associado ao período de subprodução depende do método de recuperação utilizado. Três diferentes maneiras de realizar o controle de reaceleração são apresentados na Seção 6.2.2.

Assim como no método de Seguimento Inercial de Rede, é necessário definir um método de ativação para o controle, ou seja, um método para ativar o degrau de potência na ocorrência de eventos de frequência. No caso da ativação por resposta ao degrau, apenas um método é encontrado na literatura e equivale ao método de banda morta em frequência, discutido anteriormente. A largura da banda morta deve ser grande o suficiente para não causar a ativação do método para pequenas variações de frequência, mas sem comprometer a contribuição para a regulação de frequência [7].

6.2.1 Emulação de inércia como procedimento de rede

Em alguns países, o controle de emulação de inércia por Ativação de Resposta em Degrau já consta em procedimentos técnicos de rede que aerogeradores devem atender. Na Tabela 1 são mostrados os requisitos técnicos mínimos vigentes no sistema elétrico nacional. Esses dados foram retirados do submódulo 3.6 dos procedimentos de rede elaborados pelo ONS [23].

Além do Brasil, outros países já adotam a emulação de inércia como requisito técnico que centrais geradoras eólicas devem atender,

Tabela 1: Requisitos técnicos mínimos de emulação de inércia exigidos pelo ONS [23].

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
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.	Contribuir para a regulação primária de frequência do SIN, sem comprometer o ponto ótimo de operação da central geradora.

tais como Irlanda e Canadá [26]. As exigências podem ser diferentes de acordo com cada país, visto que cada um possui um diferente sistema elétrico e um diferente nível de penetração de energia eólica.

6.2.2 Período de recuperação

Conforme já mencionado, após o período em que o aerogerador gera uma potência maior que a captada, a velocidade do rotor diminui devido à perda de energia cinética. Logo é necessário um subsequente período de subprodução, isto é, um período em que a energia produzida é menor que a energia captada, de maneira que a operação normal seja restaurada. Em [7] são discutidos três métodos possíveis para a recuperação da velocidade do rotor. Esses métodos são mostrados nas Figuras 6.5, 6.6 e 6.7.

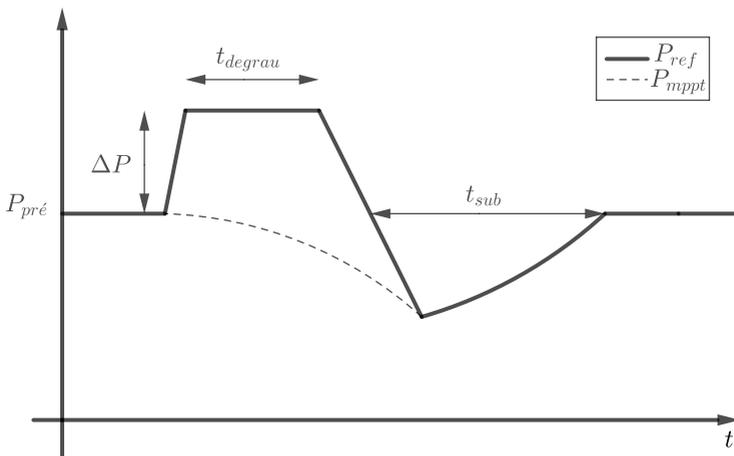


Figura 6.5: Método de recuperação do tipo 1. Fonte: do autor.

Supõe-se em todos os casos que o aerogerador estava operando em máxima eficiência e que a velocidade do vento não se altera durante a emulação. O método de recuperação mostrado na Figura 6.5, denominado método da velocidade ótima, consiste em realizar um controle de decaimento de potência até que a potência se iguale à potência obtida pelo método de extração de máxima potência. Quando ambas forem iguais, a potência de referência é novamente gerada a partir do método

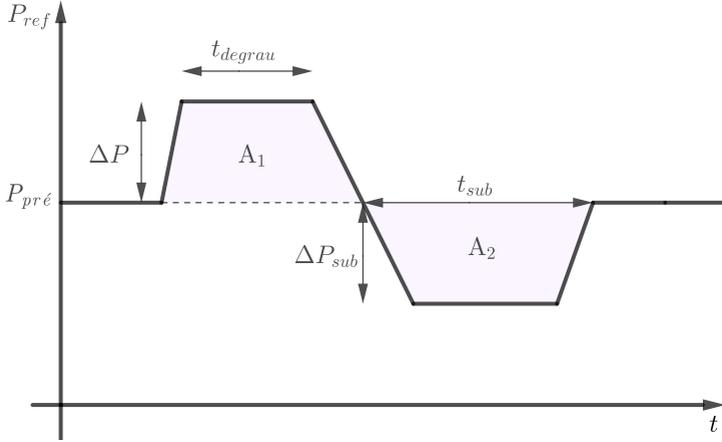


Figura 6.6: Método de recuperação do tipo 2. Fonte: do autor.

de extração de máxima potência. Nota-se que a curva da potência gerada pelo método de máxima potência sofre um decaimento após a ativação do degrau de potência, o que é esperado, visto que a eficiência aerodinâmica cai devido ao desvio da velocidade do rotor em relação à velocidade ótima. Após a retomada da referência de máxima potência a velocidade do rotor é restaurada para a velocidade de operação normal.

O método de recuperação mostrado na Figura 6.6, denominado método da subprodução constante, consiste em controlar o decaimento de potência e mantê-la constante em um valor ΔP_{sub} abaixo do valor de regime pré-ativação. A escolha dos tempos de sobreprodução e subprodução deve ser tal que as áreas A_1 e A_2 sejam iguais, de modo que a energia cinética extraída seja totalmente recuperada. Pontua-se, no entanto, que a energia injetada é ligeiramente maior que A_1 e que o déficit de energia é ligeiramente menor que A_2 . Porém, para fins de dimensionamento, o método das áreas é apropriado, conforme apresentado em [7].

O terceiro método, apresentado na Figura 6.7, é chamado de método da potência de aceleração e consiste em controlar o decaimento da potência até que seja atingido um valor ΔP_{acc} abaixo da potência aerodinâmica. A partir desse momento a potência de referência é controlada de modo que essa diferença seja constante. Desse modo, como a potência aerodinâmica é maior que a potência elétrica, garante-se que a velocidade do rotor é recuperada. Uma desvantagem desse método é a necessidade de um estimador para a potência aerodinâmica, o que

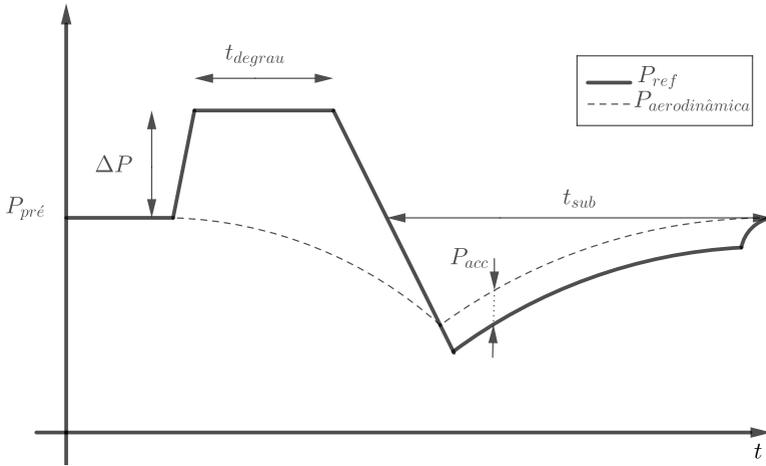


Figura 6.7: Método de recuperação do tipo 3. Fonte: do autor.

torna o controle mais complexo que os demais apresentados.

Nota-se, nos dois métodos de emulação de inércia apresentados, uma grande flexibilidade para o projeto do controle. Em geradores síncronos convencionais, a resposta inercial é dependente da massa do gerador, que é inalterável. Já a resposta inercial emulada não depende da massa do gerador, pois o valor de potência injetado é controlado e, portanto, pode ser ajustado convenientemente. Pontua-se, no entanto, que esse controle deve respeitar limites térmicos dos componentes, visto que o excesso de potência tende a causar um aumento de temperatura, bem como limites mecânicos, já que o aumento súbito de torque pode causar estresse nos componentes.

Um importante ponto a ser citado sobre os métodos de emulação ativados por banda morta em frequência é o fato de que estes não reduzem a taxa de variação inicial da frequência, tendo em vista que a resposta não é imediata após o distúrbio, como ocorre em geradores convencionais. No entanto, conforme será mostrado em simulações, o mínimo valor de frequência tem seu valor aumentado após o desbalanço energético, contribuindo para que os reguladores primários dos geradores tenham tempo para atuar. Esse aumento ocorre pelo fato de que parte da energia que seria retirada dos rotores dos geradores síncronos convencionais após o desbalanço passa a ser atendida pelo acréscimo de potência da central eólica, ou seja, a velocidade dos geradores convencionais e, portanto, a frequência do sistema, é menos afetada nos

momentos após o distúrbio quando o sistema apresenta controle de emulação de inércia em centrais geradoras eólicas.

Também é importante citar que o controle da ativação da emulação de inércia deve levar em conta a velocidade do rotor, visto que, como a energia extra é obtida da energia cinética da massa girante, deve-se ter um armazenamento mínimo de energia para que o controle funcione e não ocasione *stall* da turbina.

6.3 REGULAÇÃO PRIMÁRIA EM AEROGERADORES

Os dois métodos de emulação citados anteriormente são utilizados como um suporte inercial de forma a contribuir com a regulação de frequência. A duração de ativação desses métodos é geralmente de apenas alguns segundos, tendo em vista a limitação de energia da massa girante do rotor. No entanto, é possível implementar nos aerogeradores um sistema de regulação primária similar aos apresentados por geradores convencionais. Para isso, o aerogerador deve operar com uma reserva de potência. O controle de reserva de potência consiste em reduzir a eficiência da turbina, de forma que uma potência menor do que a máxima possível seja entregue. Assim, é possível entregar um “acrécimo” de potência durante um período de tempo maior e, portanto, possibilitar a implementação de um sistema de regulação primária. A Figura 6.8 apresenta a característica de estatismo que pode ser utilizada na regulação primária de aerogeradores. A banda morta serve para que pequenas variações de frequência deixem de ser consideradas na resposta, não criando, dessa forma, estresse excessivo nos componentes. Essa reserva de potência pode ser realizada através do sistema de *pitch*, apresentado a seguir. O controle de reserva de potência pelo sistema de *pitch* pode ser entendido observando a Figura 2.1. Nota-se que, aumentando o valor do ângulo de *pitch*, a potência aerodinâmica é reduzida. Esse é o princípio utilizado para criar uma reserva de potência através da movimentação do ângulo das pás. Em operação normal, o ângulo do *pitch* é aumentado e, quando ocorre um evento de frequência, esse ângulo é reduzido de maneira a realizar, por exemplo, um controle por *droop* mostrado na Figura 6.8. Esse método tem a vantagem de ser bastante simples e possibilitar com grande facilidade a alternância entre o modo de extração de máxima potência e o modo de reserva de potência apenas através de comandos do *pitch*.

Outra maneira de prover uma reserva de potência é através do

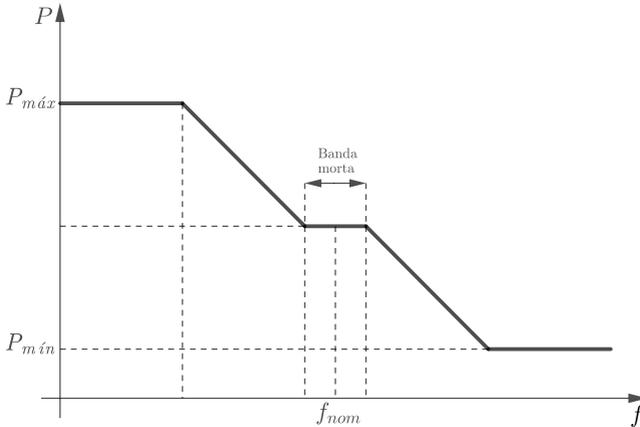


Figura 6.8: Possível curva de estatismo para implementação em aerogeradores. Fonte: do autor.

controle da velocidade do rotor feito por controle de torque eletromagnético. A Figura 6.9 é usada para ilustrar essa estratégia.

Conforme já discutido, para cada valor de velocidade de vento, existe um valor de velocidade do rotor com a qual o aerogerador opera com a máxima eficiência. A curva indicada por P_{mppt} é a junção dos pontos de máxima eficiência e é a curva referência do aerogerador quando comandado sob extração de máxima potência. Se o aerogerador for comandado para operar com um velocidade diferente da ótima, a potência é reduzida. Para prover, portanto, uma reserva de potência, é possível deslocar o comando da curva de referência de forma que o aerogerador opere sempre fora da operação ótima, como mostrado na curva indicada por P_{desloc} . Uma grande vantagem desse método é a rapidez no tempo de resposta quando comparado à estratégia de variação do *pitch*, visto que neste caso os comandos são gerados através do controle de torque pelo controle do conversor de potência.

Seja qual for a estratégia utilizada para a implementação, a principal desvantagem da implementação de regulação primária em aerogeradores é a necessidade da operação com uma potência menor que a disponível. No entanto, essa técnica pode possibilitar a melhora do comportamento dinâmico em sistemas elétricos com alto nível de penetração eólica.

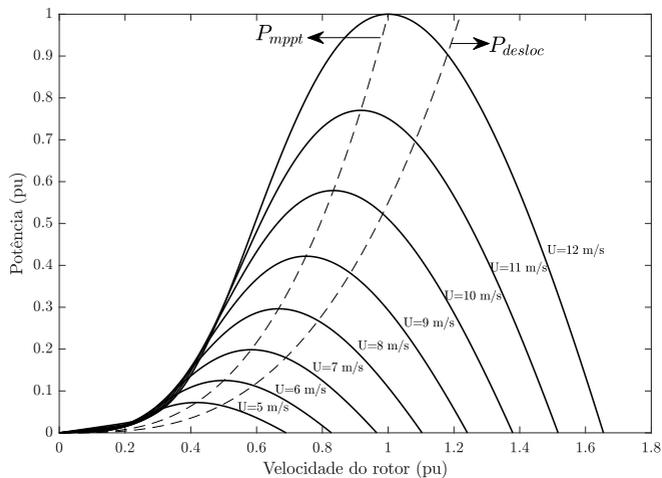


Figura 6.9: Estratégia para realizar controle primário através do controle de velocidade. Fonte: do autor.

6.4 RESUMO DO CAPÍTULO

Foram exibidos neste capítulo dois dos principais métodos de implementação de inércia sintética em aerogeradores encontrados na literatura. Também foi apresentada, como informativo, a estratégia de prover regulação primária em aerogeradores. O presente trabalho terá foco, como já foi mencionado, o método de Ativação de Resposta em Degrau. Como fato motivador para tal escolha, pode-se citar que este método já consta como requisito em diversos códigos de rede, como foi mostrado na Seção 6.2.1. No Capítulo 7 serão apresentadas simulações deste método e análises comparativas entre os três tipos de recuperação apresentados serão realizadas.

7.1.2 Modelo do controle extração de máxima potência

O método de extração de máxima potência utilizado nas simulações é o Controle por Realimentação de Potência, apresentado na Seção 2.2.2. Logo, a velocidade do rotor é entrada do sistema, cuja saída fornece o torque de referência utilizado no controle de corrente do gerador eólico. A curva de máxima potência é obtida através do modelo da turbina eólica. Nota-se que, como o valor base do coeficiente C_p foi adotado como sendo o valor ótimo (conforme mencionado anteriormente), tem-se que, em operação ótima, deve-se ter que a potência aerodinâmica de saída é dada por $P^* = k_p U_{pu}^3$. Além disso, como o valor base do *tip-speed ratio* foi adotado como o valor ótimo, para que se tenha operação ótima, o valor em pu do *tip-speed ratio* deve ser $\lambda_{pu}^* = 1$, ou seja, $\frac{\omega_{r_{pu}}}{U_{pu}} = 1$, logo $\omega_{r_{pu}} = U_{pu}$. Portanto, a potência aerodinâmica máxima ocorre para $P^* = k_p \omega_{r_{pu}}^3$. Essa, portanto, é a função que relaciona a velocidade do rotor (em pu) e a potência aerodinâmica máxima (em pu). Para obter o torque de referência, basta dividir a potência pela velocidade do rotor, obtendo-se $T_{ref} = k_p \omega_{r_{pu}}^2$. O diagrama de blocos do modelo é apresentado na Figura 7.2, onde a função indicada implementa a equação do torque de referência.

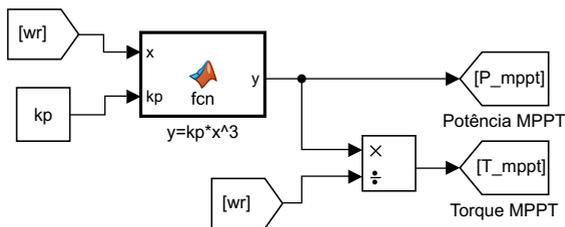


Figura 7.2: Modelo construído para a geração do torque de potência máxima

7.1.3 Modelo do controle do torque

Para esta simulação, foi modelado o controle do torque do gerador como um atraso de primeira ordem. Esse atraso é devido ao controle de corrente do estator e ao chaveamento do retificador. O diagrama de blocos é mostrado na Figura 7.3.

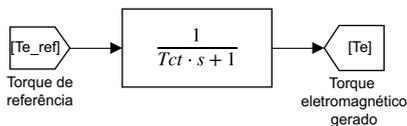


Figura 7.3: Modelo do controle de torque utilizado

Tipicamente o valor da constante de tempo é cerca de 20 a 30 ms.

7.1.4 Modelo do gerador da unidade eólica

É necessário modelar o gerador da unidade eólica para que se obtenha a velocidade do rotor na simulação. O modelo do gerador é baseado na equação de oscilação, descrita na Seção 5.1. A constante de amortecimento será desconsiderada na modelagem do gerador da turbina eólica. No eixo do gerador atuam dois torques de efeitos contrários: o torque mecânico (aerodinâmico) e o torque eletromagnético. A implementação da equação de oscilação é mostrada no diagrama de blocos da Figura 7.4.

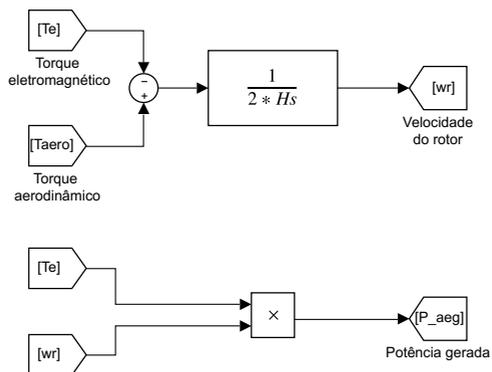


Figura 7.4: Modelo do gerador da unidade eólica

Obtém-se a potência gerada através da multiplicação entre o torque eletromagnético e a velocidade do rotor, conforme mostrado na mesma figura.

7.1.5 Modelo da rede elétrica

A modelagem da rede elétrica é feita com base no conteúdo apresentado no Capítulo 5. É implementado um modelo agregado através da equação de oscilação do gerador equivalente hidráulico para o conjunto de geradores convencionais do sistema. Foi utilizado um regulador de frequência equivalente como sendo um regulador de usinas hidráulicas conforme já apresentado. Não será implementada a regulação secundária, visto que serão observados os comportamentos do sistema apenas segundos após a perturbação. O diagrama de blocos do modelo da rede elétrica é mostrado na Figura 7.5.

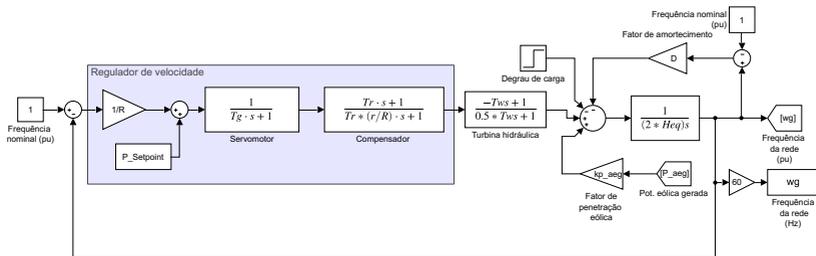


Figura 7.5: Modelo da rede elétrica

Todos os valores são tratados em pu. O ganho k_{aeg} serve como uma mudança da base da potência dos aerogeradores para a base de potência do sistema equivalente da rede e representa o nível de penetração eólica no sistema. O degrau apresentado na Figura modela a perturbação de carga equivalente do sistema.

7.1.6 Modelo do controle de emulação de inércia

Nesta seção são apresentados os modelos construídos para a obtenção de emulação de inércia nos aerogeradores. Esse modelo é subdividido em duas principais etapas: etapa de controle de sobreprodução e etapa de recuperação de velocidade. A modelagem de cada uma das etapas é apresentada a seguir.

7.1.6.1 Controle da ativação da resposta em degrau

A implementação do controle da ativação do acréscimo de potência é mostrado na Figura 7.6.

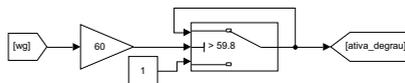


Figura 7.6: Esquema de ativação do degrau de potência

Conforme mostrado, é baseado em comparar a frequência da rede a um valor *threshold* de frequência. Quando o valor da frequência cair abaixo desse valor, que, neste trabalho, será de 59,8 Hz, é setado o comando “ativa_degrau” para iniciar o degrau de potência. A realimentação mostrada tem como função evitar que o degrau seja desativado caso a frequência retorne a valores acima do *threshold*. Para que o acréscimo de potência seja constante, deve-se fixar o valor da potência de referência (da extração de máxima potência) anteriormente ao distúrbio e, então, adicionar o acréscimo ΔP , gerando um novo comando de referência de potência/torque. A Figura 7.7 mostra esse procedimento.

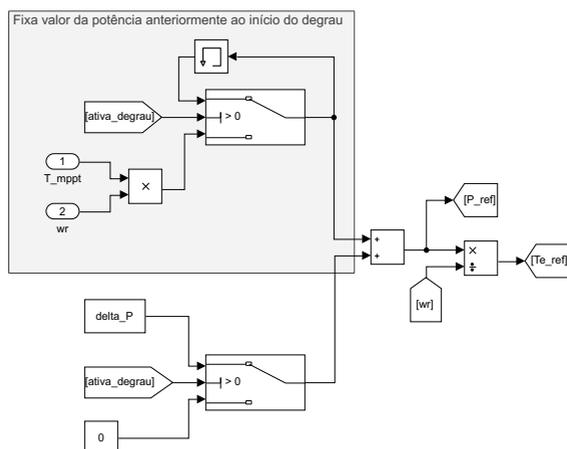


Figura 7.7: Esquema construído para a geração do degrau de potência

Esse acréscimo deve ser mantido por um tempo determinado. Após esse tempo é iniciado o processo de recuperação. O bloco mostrado na Figura 7.8 é a implementação da contagem de tempo após a ativação

do degrau de potência.

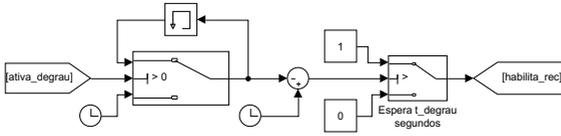


Figura 7.8: Esquema construído para a contagem do tempo de duração do degrau

Como pode ser visto, o tempo em que o degrau foi ativado é congelado e comparado ao tempo atual de simulação, fornecendo o tempo de duração do degrau. Quando essa duração atingir o especificado, é gerado um comando para habilitar a etapa de recuperação, apresentada adiante.

7.1.6.2 Controle de recuperação de velocidade

Os três tipos de controle de velocidade apresentados no Capítulo 6 foram implementados e serão apresentados nessa seção. Nos três tipos, no entanto, iniciam-se com um controle de recuperação em rampa. Para isso, adiciona-se à potência de referência um termo $-k_{rect}$, onde k_{rec} é a inclinação da rampa de recuperação. A implementação dessa etapa é feita modificando o bloco da Figura 7.7, conforme mostrado na Figura 7.9.

Como pode ser visto, o termo $-k_{rect}$ é adicionado através de um integrador com reset. O integrador é habilitado pelo comando de habilitação de recuperação, de forma que a saída do integrador esteja zerada no momento da ativação da rampa. As próximas etapas da recuperação de velocidade variam de acordo com o tipo de controle. Os três tipos estão apresentados nos próximos tópicos.

7.1.6.2.1 Recuperação de velocidade do tipo 1

Neste tipo de recuperação, tem-se, durante a etapa de recuperação em rampa, uma comparação entre a potência de referência e a referência originada do controle de extração de máxima potência. No momento em que ambas se igualam, é gerado um comando para retomar a geração de referência pelo método de extração de máxima potência. A Figura 7.10 mostra essa implementação.

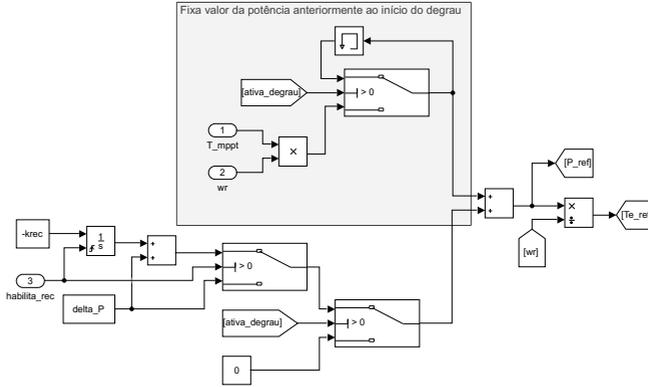


Figura 7.9: Esquema construído para a geração da rampa de referência de recuperação

7.1.6.2.2 Recuperação de velocidade do tipo 2

A ideia deste método é que, durante a recuperação em rampa, a potência de referência seja comparada a um valor que é definido por uma diferença em relação à potência pré-distúrbio. Em outras palavras, quando a potência de referência atingir o valor $P_{ref}^{pré} - \Delta P_{sub}$, onde $P_{ref}^{pré}$ é a potência de referência pré-distúrbio e ΔP_{sub} é a diferença especificada, seta-se uma variável que habilita a geração de um novo comando de referência. O bloco da Figura 7.11 mostra a implementação dessa variável.

Conforme mostrado, se a recuperação tiver sido habilitada e a potência de referência tiver atingido um valor ΔP_{sub} abaixo do valor da potência de referência pré-distúrbio, a variável “habilita_sub” é setada. Quando essa variável é setada, fixa-se a potência de referência, de modo que se mantenha constante no valor $P_{ref}^{pré} - \Delta P_{sub}$, conforme a definição do tipo de recuperação. O bloco da Figura 7.12 mostra como essa etapa foi implementada.

Como pode ser visto, quando a variável “habilita_sub” é setada, o valor da referência de potência que, até então, era dada pela referência de rampa, é fixado pelo bloco de memória, mantendo a potência de referência constante no valor desejado. A subprodução constante, diferentemente do método das áreas discutido na Seção 6.2.2, é realizada até o momento em que a potência de referência atinge o valor da potência de referência do método de extração de máxima potência. Logo, no mo-

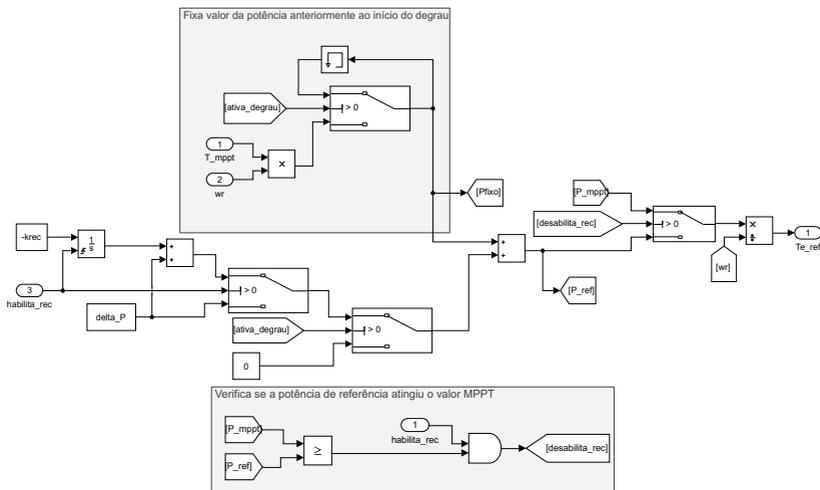


Figura 7.10: Construção do modelo de recuperação do tipo 1

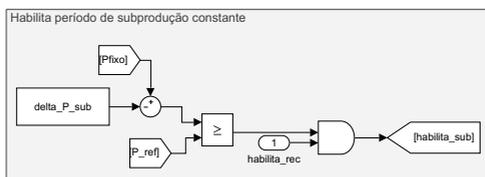


Figura 7.11: Esquema de ativação de subprodução constante

mento em que a referência atinge o valor de referência ótimo, é gerado um comando para retomar a extração de máxima potência, conforme mostrado nos blocos da Figura 7.13.

7.1.6.2.3 Recuperação de velocidade do tipo 3

Para este método, como visto, é necessário que a potência aerodinâmica seja utilizada no controle. Durante a etapa de recuperação em rampa, a potência de referência é comparada à potência aerodinâmica. Quando esta superar a potência de referência em um valor especificado ΔP_{acc} , gera-se um comando para habilitar um novo controle de referência. O diagrama da Figura 7.14 apresenta a implementação desse comparador.

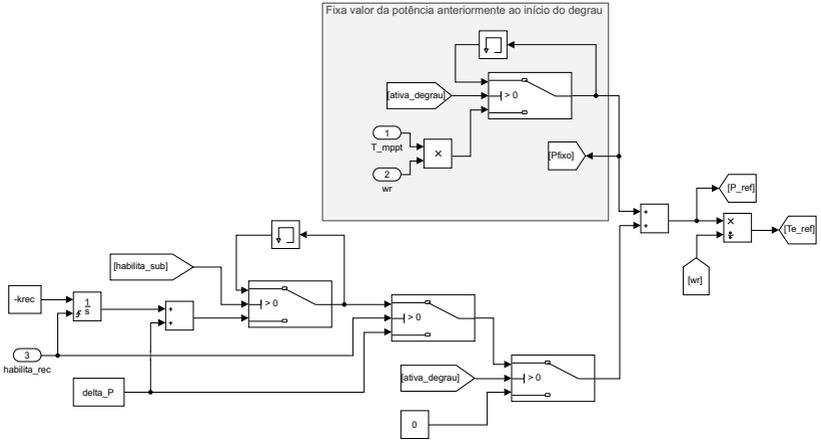


Figura 7.12: Implementação da subprodução constante na recuperação do tipo 2

A realimentação no comparador serve para manter a variável “habilita_acc” zerada enquanto a recuperação não tiver sido habilitada. Quando essa variável for setada, a referência de potência passa a ser dada por uma diferença constante em relação à potência aerodinâmica, isto é, $P_{ref} = P_{aero} - \Delta P_{acc}$. Com isso, foi construída a estrutura mostrada na Figura 7.15.

Dessa maneira, como já discutido, a velocidade do rotor tenderá a subir. Quando a velocidade do rotor tiver sido recuperada, o período de recuperação é finalizado e a potência de referência é novamente dada pelo método de extração de máxima potência. Para isso, foi implementado o bloco mostrado na Figura 7.16.

Como pode ser visto, se o comando de seguir a potência aerodinâmica estiver setado e a velocidade do rotor tiver atingido a velocidade do vento em pu, é habilitada um comando para retomar a referência pela máxima extração de potência. Nota-se que comparação mencionada é equivalente ao comparar o *tip-speed ratio* a 1, ou seja, quando o *tip-speed ratio*, em pu, atingir o valor 1, a velocidade foi recuperada e encontra-se no valor ótimo, portanto o método de extração de máxima potência pode ser retomado.

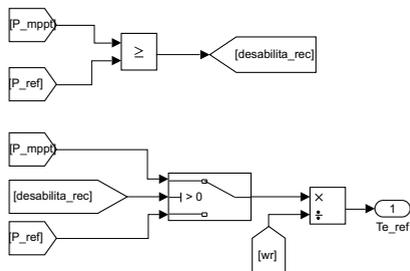


Figura 7.13: Esquema de retorno à operação ótima na recuperação do tipo 2

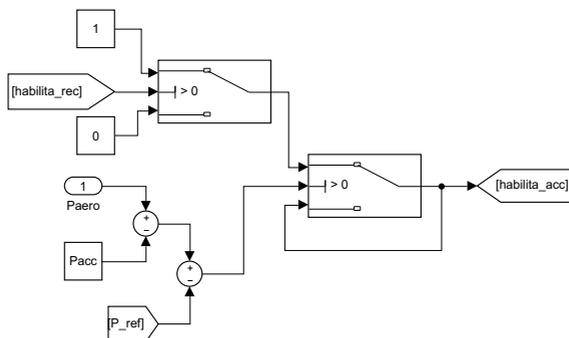


Figura 7.14: Comparador utilizado no método de recuperação do tipo 3

7.2 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Nesta seção estão apresentados os resultados obtidos por simulação. Inicialmente serão exibidos os valores dos parâmetros do sistema e, em seguida, resultados de diversas variáveis do sistema são apresentados com base na simulação de diferentes cenários.

7.2.1 Definição de parâmetros do sistema

A Tabela 2 apresenta as definições de parâmetros do sistema utilizados na simulação. Pontua-se que alguns desses parâmetros sofrerão posteriormente alterações a fim de possibilitar análises comparativas.

Tabela 2: Parâmetros do sistema estudado.

Variável	Descrição	Valor
v_b	Valor base da velocidade do vento	12 m/s
λ_b	Valor base do <i>tip-speed ratio</i>	8,1
Cp_b	Valor base da eficiência da turbina	0,48
k_p	Máxima potência na velocidade de vento base	1 pu
β	Angulação mínima da pá (<i>pitch</i>)	0°
T_{ct}	Constante de tempo do controle de torque	30 ms
H_{aeg}^{eq}	Constante de inércia equivalente do conjunto de aerogeradores	5 s
R	Estatismo do regulador de velocidade do gerador síncrono equivalente da rede	0,05
D	Sensibilidade da carga à frequência equivalente da rede	1 $\frac{\text{pu MW}}{\text{pu Hz}}$
H_g^{eq}	Constante de inércia do gerador síncrono individual da rede	4,5 s
T_g	Constante de tempo do regulador de velocidade equivalente da rede	0,2
T_w	Tempo de partida nominal da água	1 s
T_r	Constante de tempo do amortecedor	6 s
r	Estatismo transitório	Seção 5.4
k_{aeg}	Fator de penetração eólica na rede	0,2
f_n	Frequência nominal/base da rede elétrica	60 Hz
f_{th}	Frequência de ativação (<i>threshold</i>) do degrau de potência	59,8 Hz
t_{deg}	Tempo de duração do degrau de potência	5 s
ΔP	Acréscimo de potência da resposta em degrau	10% da pot. nominal de geração eólica
k_{rec}	Inclinação da rampa de recuperação	0,025
P_{acc}	Diferença entre potência aerodinâmica e referência na recuperação do tipo 1	0,015 pu
ΔP_{sub}	Diferença em relação à potência pré-distúrbio utilizada na recuperação tipo 2	10% da pot. nominal de geração eólica

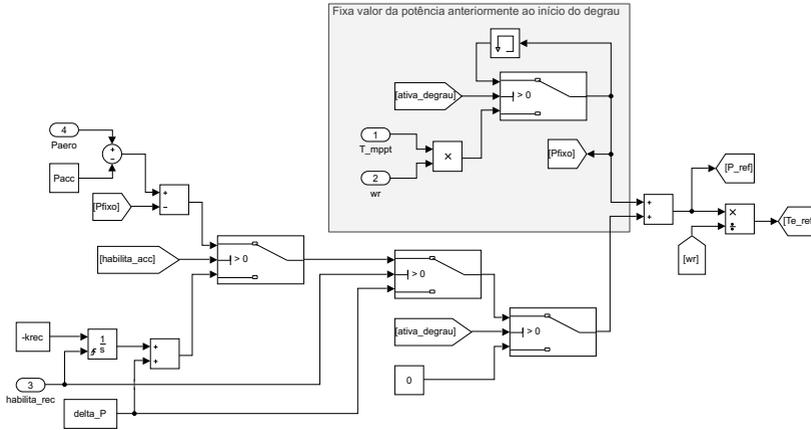


Figura 7.15: Modelo construído para a recuperação do tipo 3

7.2.2 Potência aerodinâmica e velocidade do rotor

A fim de verificar o correto funcionamento do modelo de geração de potência eólica, são plotadas a potência aerodinâmica e a velocidade do rotor do aerogerador sob diferentes condições de vento. A Figura 7.17 mostra, no mesmo eixo de coordenadas, as curvas de velocidade de vento, potência aerodinâmica e velocidade do rotor, sendo todas as variáveis em pu. Como pode ser visto, as seções constantes definidas para a velocidade do vento são de $1/3$ pu, $1/2$ pu, $2/3$ pu, $5/6$ pu e 1 pu. Rampas foram definidas entre as seções constantes para simular as transições entre velocidades do vento. Nota-se que os valores correspondentes para a velocidade do rotor são as mesmas, o que é o esperado, visto que o método de extração de máxima potência rastreia o *tip-speed ratio* ótimo, ou seja, em regime permanente deve-se ter $C_{p_{pu}} = 1$, logo $\frac{\omega_{r_{pu}}}{U_{pu}} = 1$ e, portanto, $\omega_{r_{pu}} = U_{pu}$. Os valores de potência devem ser, segundo a curva de máxima potência, dadas por $k_p U_{pu}^3$, ou seja, U_{pu}^3 , o que é verificado no gráfico da Figura 7.17. Nota-se a rápida variação da potência em velocidades de vento mais altas, o que é uma característica da geração eólica.

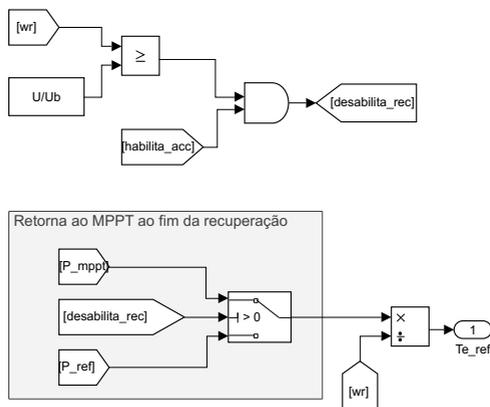


Figura 7.16: Retomada da extração de máxima potência após a recuperação de velocidade no método 3

7.2.3 Emulação de inércia

Para possibilitar a verificação da emulação de inércia, é necessário que seja simulado um evento de frequência na rede elétrica. Como já foi citado, apenas serão considerados eventos de subfrequência neste trabalho. Para isso, será simulado um degrau na carga do sistema. Os degraus de carga serão definidos como 0,05 pu de acréscimo, ou seja, um aumento de 5% na carga a partir da nominal. Serão verificados os comportamentos do sistema considerando os três tipos de controle de velocidade e diferentes cenários. Cada um desses cenários é construído através da variação de um ou mais parâmetros da Tabela 2.

7.2.3.1 Ativação da resposta em degrau e recuperação de velocidade

Inicialmente será observado o comportamento do sistema eólico quando sob ativação do método de emulação, para fins de verificação da resposta do modelo construído para as centrais geradoras eólicas. Nesta primeira etapa, a dinâmica da rede não será considerada. Os parâmetros utilizados para essa simulação são os mesmos encontrados na Tabela 2. Os três métodos de recuperação são simulados e comparados para diferentes valores de ΔP , t_{degrau} , k_{rec} e velocidade do vento. Também são apresentadas simulações dos métodos de recuperação 2 e

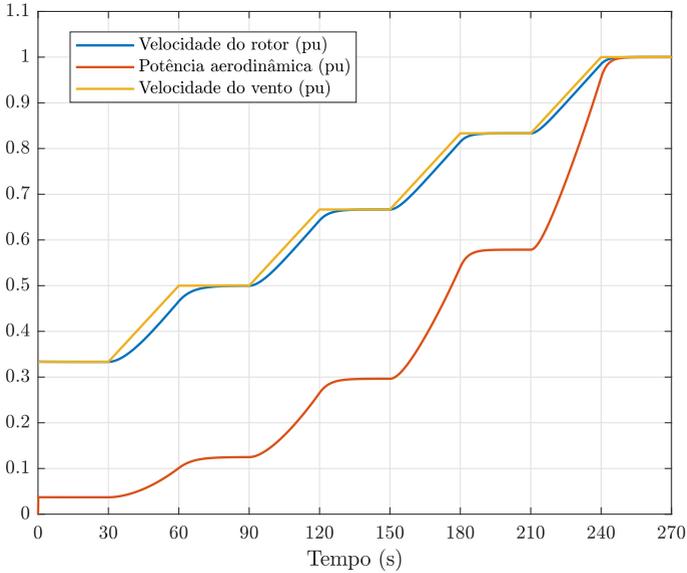


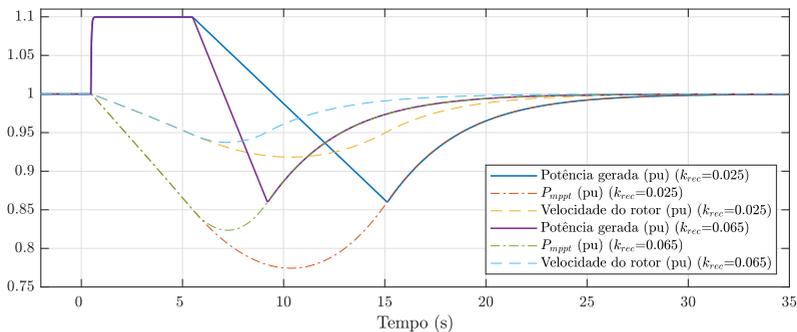
Figura 7.17: Potência aerodinâmica e velocidade do rotor da turbina eólica vs. velocidade do vento

3 considerando diferentes valores de ΔP_{sub} e P_{acc} , respectivamente. As Figuras 7.18, 7.19, 7.20, 7.21, 7.22 e 7.23 mostram os resultados desta primeira etapa de verificação.

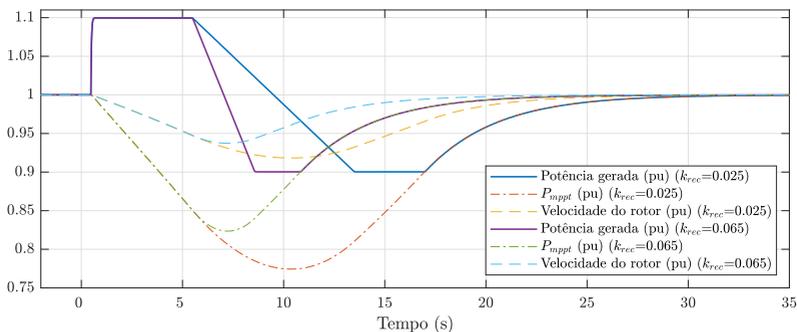
7.2.3.2 Variação de penetração eólica

Após terem sido verificados os comportamentos do sistema eólico sob diferentes cenários, partiu-se para a observação do comportamento da rede elétrica quando sob efeito da emulação de inércia. Inicialmente foram feitas simulações com base em variações na penetração eólica, ou seja, no parâmetro k_{aeg} . As demais constantes são as mesmas apresentadas na Tabela 2¹. Considera-se que a velocidade do vento equivalente não varia durante a resposta inercial, o que é uma aproximação razoável considerando que o modelo do sistema eólico é um modelo agregado e,

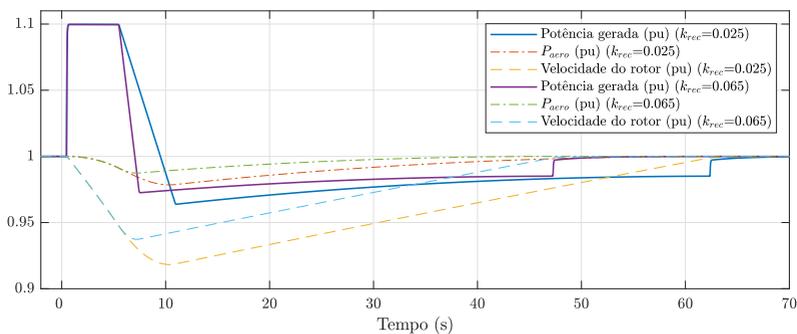
¹Para as variações de ΔP e t_{degrau} será utilizado o valor $k_{rec} = 0,035$, visto que a utilização do valor encontrado na tabela provoca o *stall* nas máquinas considerando os demais parâmetros e $\Delta P = 0,15$ pu ou $t_{degrau} = 10$ s.



(a) Recuperação do tipo 1

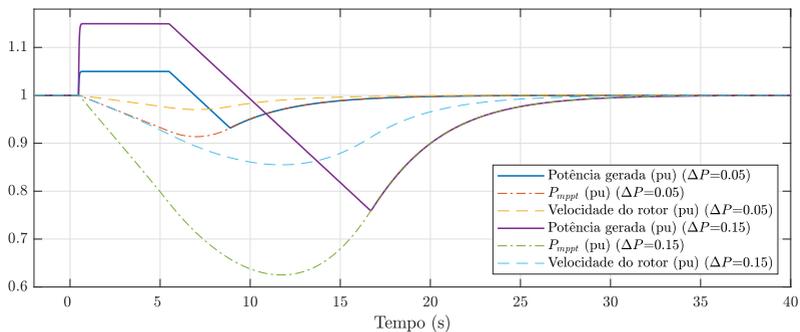


(b) Recuperação do tipo 2

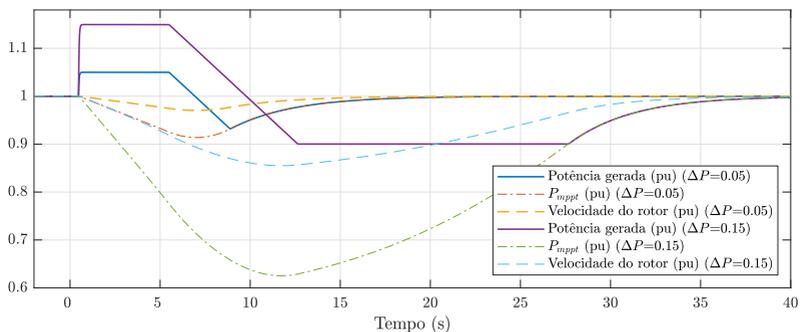


(c) Recuperação do tipo 3

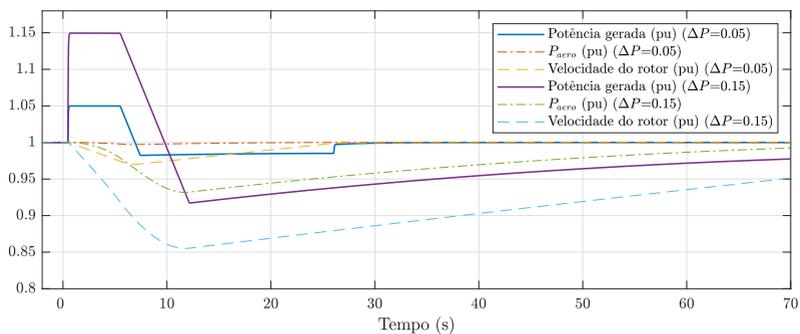
Figura 7.18: Potências geradas e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de k_{rec} .



(a) Recuperação do tipo 1

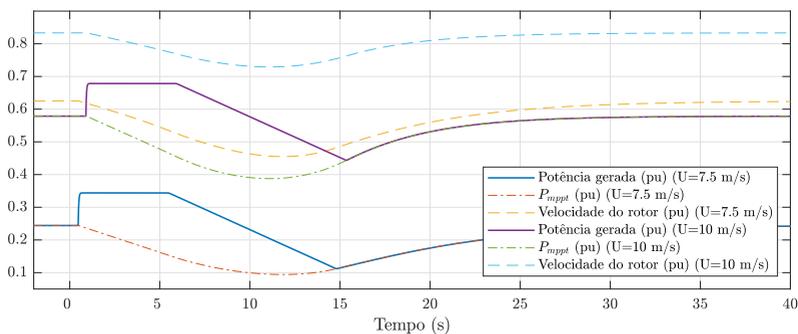


(b) Recuperação do tipo 2

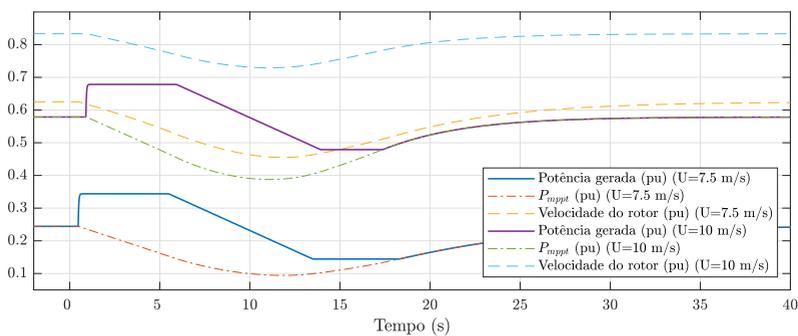


(c) Recuperação do tipo 3

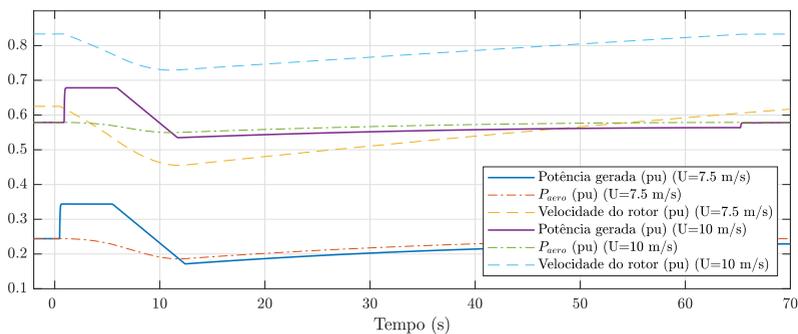
Figura 7.19: Potências geradas e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de ΔP .



(a) Recuperação do tipo 1

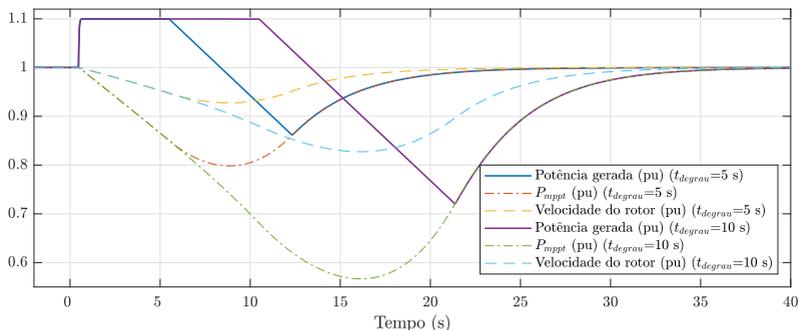


(b) Recuperação do tipo 2

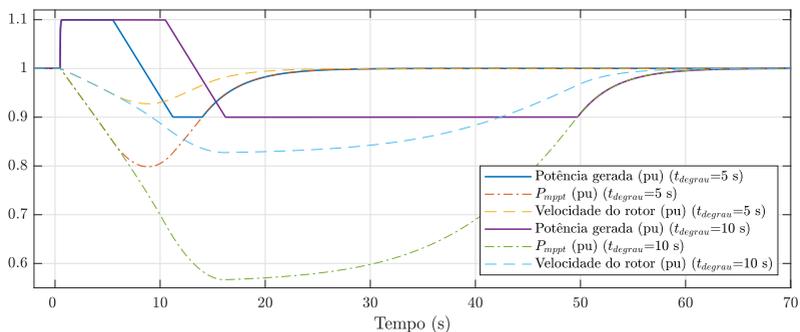


(c) Recuperação do tipo 3

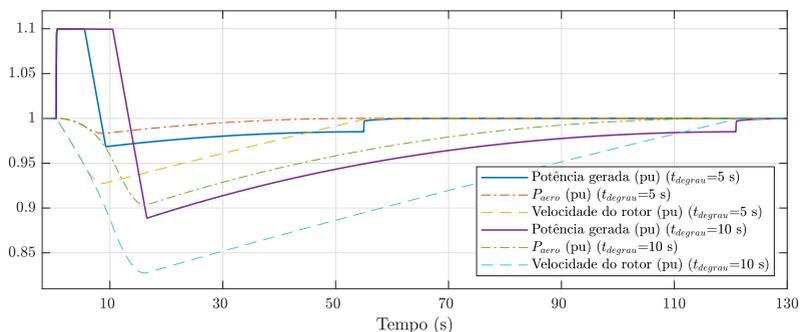
Figura 7.20: Potências geradas e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de velocidade de vento.



(a) Recuperação do tipo 1



(b) Recuperação do tipo 2



(c) Recuperação do tipo 3

Figura 7.21: Potências geradas e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de duração do degrau de potência.

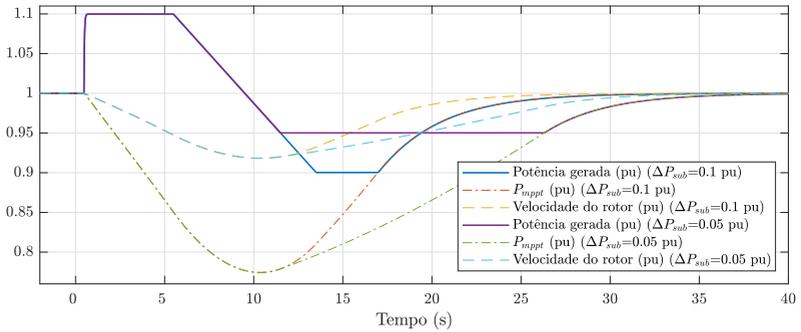


Figura 7.22: Potência gerada e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de ΔP_{sub} na recuperação do tipo 2.

portanto, a potência eólica tem pouca variação na escala de tempo estudada. Este modelo considera que a variação de frequência é “sentida” por todos os aerogeradores do sistema e as curvas de potência eólica mostradas equivalem à soma da potência de todos. Em um sistema real, nem todos os aerogeradores podem estar operando ou podem fornecer o acréscimo de potência, logo, é um modelo aproximado. Para cada nível de penetração eólica, são mostradas as curvas de diversos parâmetros do sistema mantendo a velocidade do vento equivalente constante. O valor da velocidade do vento para essa comparação será a velocidade nominal, $U = 12$ m/s. As simulações foram feitas para $k_{aeg} = 5\%$, $k_{aeg} = 10\%$, $k_{aeg} = 20\%$ e $k_{aeg} = 25\%$. Os valores de frequência da rede para cada caso estão apresentadas nas Figuras 7.24 e 7.25. Para as variáveis de velocidade do rotor e potência eólica gerada, a única diferença entre os diferentes cenários de penetração é um deslocamento no tempo (pois cada um atinge a frequência limiar de 59,8 Hz em um tempo diferente). No entanto, essa diferença é desprezível na escala de tempo apresentada e, logo, os resultados dessas variáveis serão apresentadas apenas para o primeiro caso ($k_{aeg} = 5\%$).

7.2.3.3 Variação do degrau de potência

Diferentes valores de acréscimo de potência foram simulados a fim de verificar o comportamento da frequência e das turbinas eólicas sob essa variação. Foram realizadas simulações para $\Delta P = 0,08$ pu,

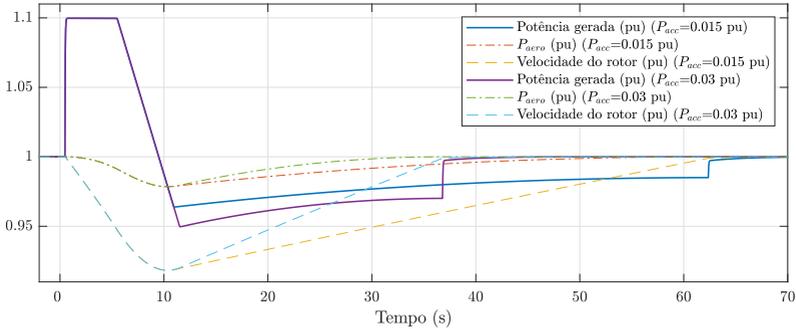


Figura 7.23: Potência gerada e velocidade do rotor durante ativação de resposta em degrau para diferentes valores de P_{acc} na recuperação do tipo 3.

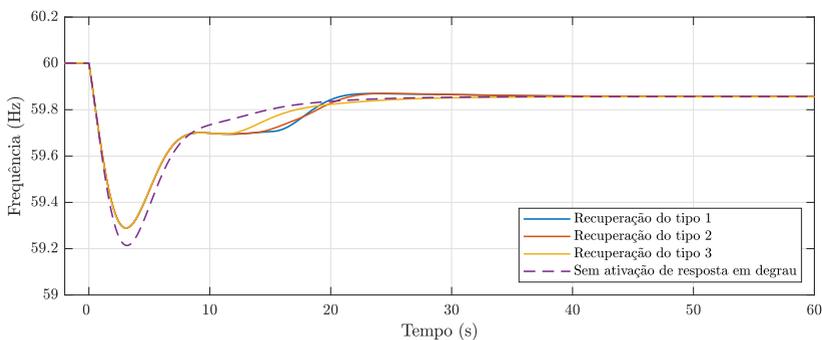
$\Delta P = 0,1$ pu e $\Delta P = 0,12$ pu. Nessas simulações, todas as demais variáveis são mantidas conforme a Tabela 2 e a velocidade do vento foi mantida constante e igual à nominal durante a simulação. As simulações para este caso estão apresentadas na Figura 7.26.

7.2.3.4 Variação da velocidade de vento equivalente

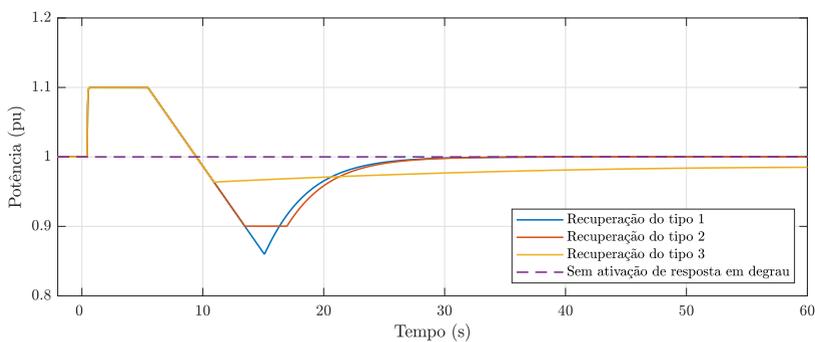
Também foi observado o comportamento do sistema sob diferentes valores de velocidade de vento equivalentes, ou seja, sob diferentes valores de potência eólica disponível. Foram comparados os resultados para $U=7,5$ m/s, $U=9$ m/s e $U=12$ m/s. Os demais parâmetros são os mesmos encontrados na Tabela 2. As simulações para este caso estão apresentadas na Figura 7.27.

7.2.3.5 Variação da duração do degrau

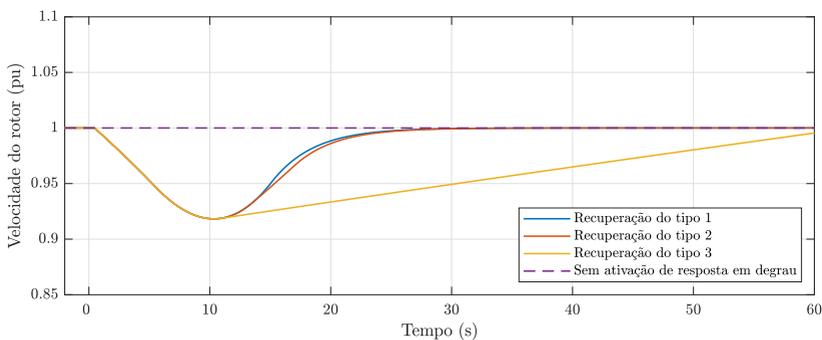
Foi analisado o comportamento da frequência da rede para diferentes valores de duração do degrau de potência. Os valores utilizados para a comparação foram de $t_{degrau} = 5$ s, $t_{degrau} = 6,5$ s e $t_{degrau} = 8$ s. Os demais parâmetros são os encontrados na Tabela 2. Foi considerado o valor de velocidade de vento equivalente nominal. Os resultados da simulação deste caso são mostrados na Figura 7.28.



(a) Frequência da rede

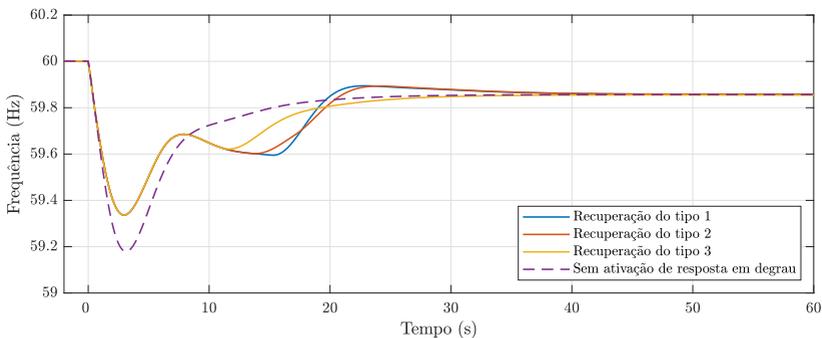
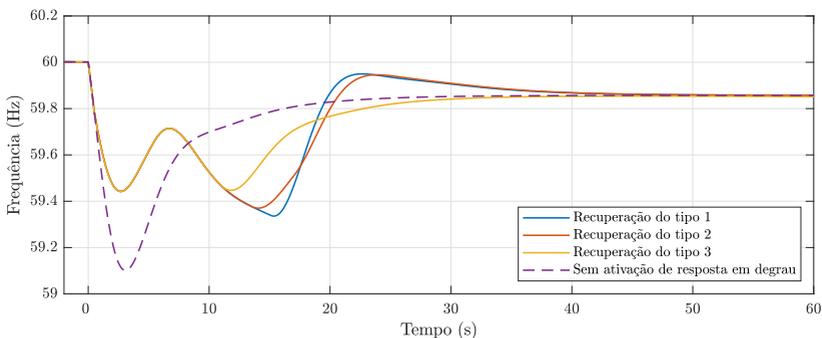
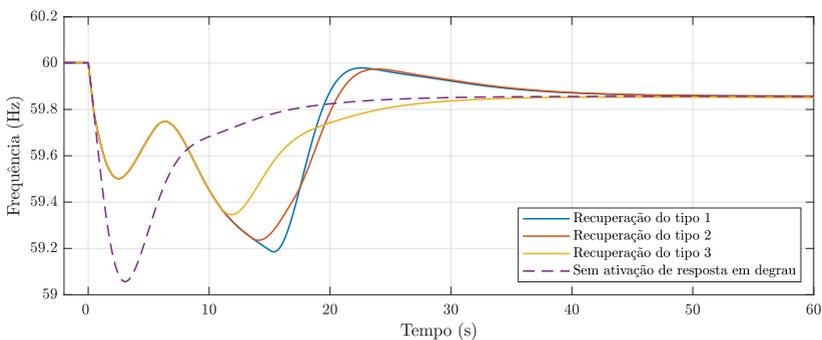


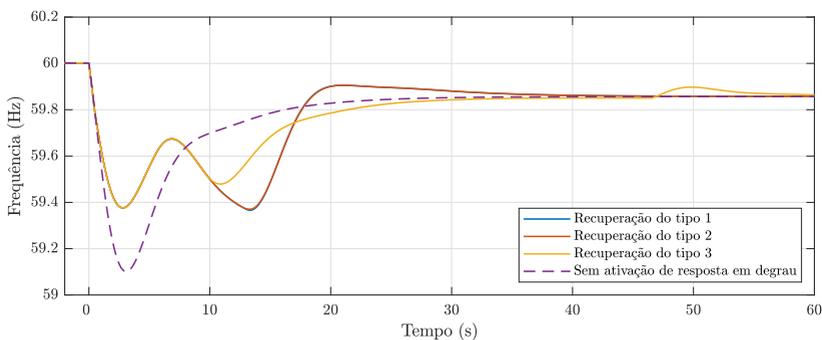
(b) Potência gerada



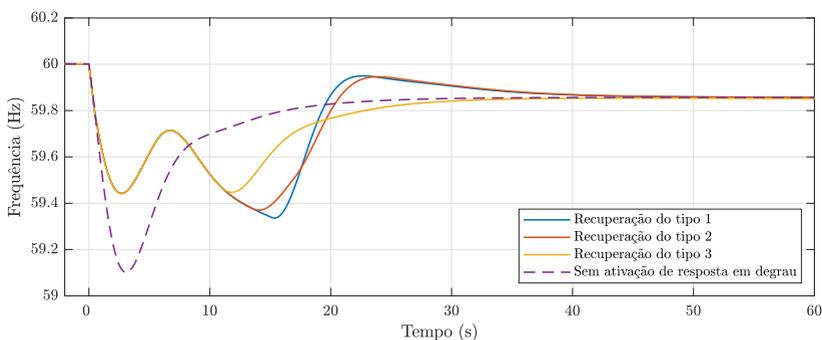
(c) Velocidade do rotor

Figura 7.24: Frequência, potência aerodinâmica e velocidade do rotor da turbina eólica para $k_{aeg} = 5\%$ e $U=12$ m/s

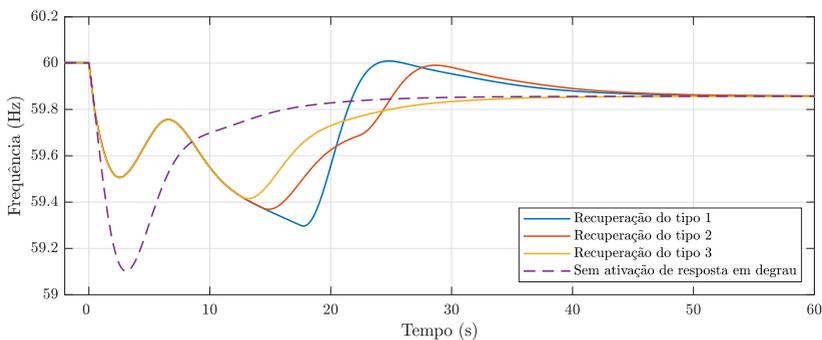
(a) $k_{aeg} = 10\%$ (b) $k_{aeg} = 20\%$ (c) $k_{aeg} = 25\%$ Figura 7.25: Frequência da rede para $k_{aeg} = 10\%$, $k_{aeg} = 20\%$ e $k_{aeg} = 25\%$, considerando $U=12$ m/s



(a) $\Delta P = 0,08$ pu



(b) $\Delta P = 0,1$ pu



(c) $\Delta P = 0,12$ pu

Figura 7.26: Frequência da rede para diferentes valores de ΔP considerando $U=12$ m/s constante

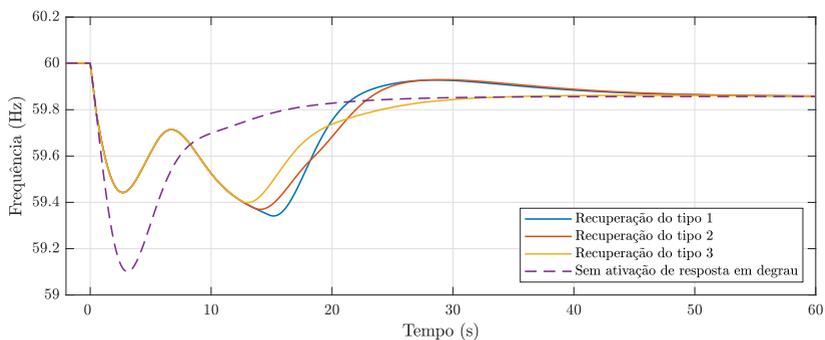
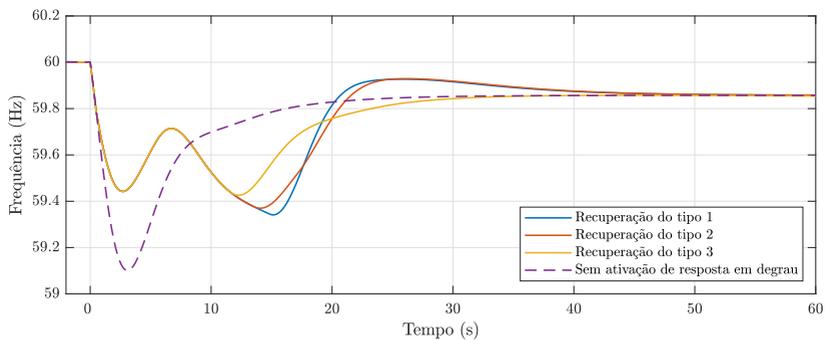
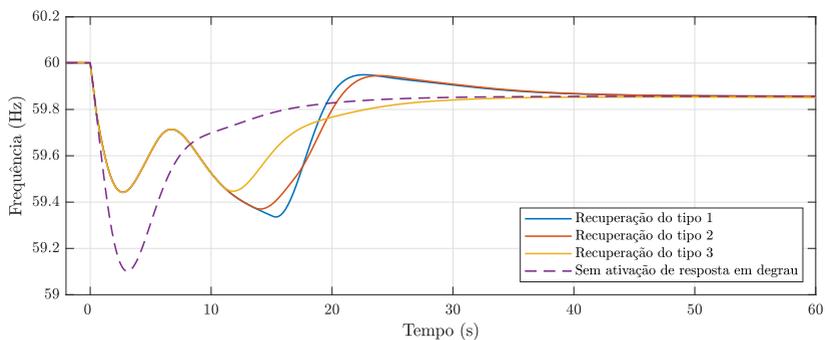
(a) $U=7,5$ m/s(b) $U=9$ m/s(c) $U=12$ m/s

Figura 7.27: Frequência da rede para diferentes valores de velocidade de vento equivalente

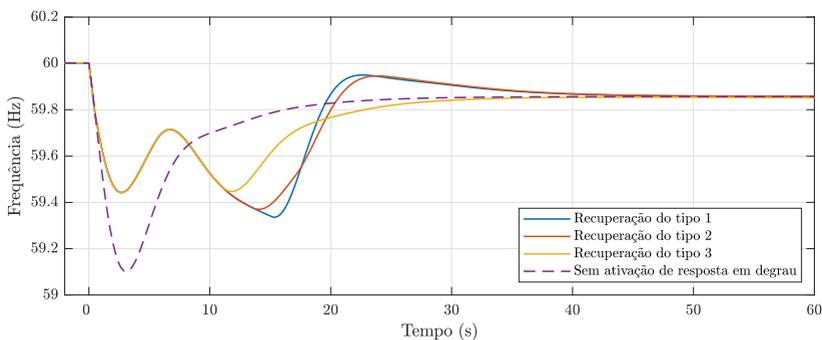
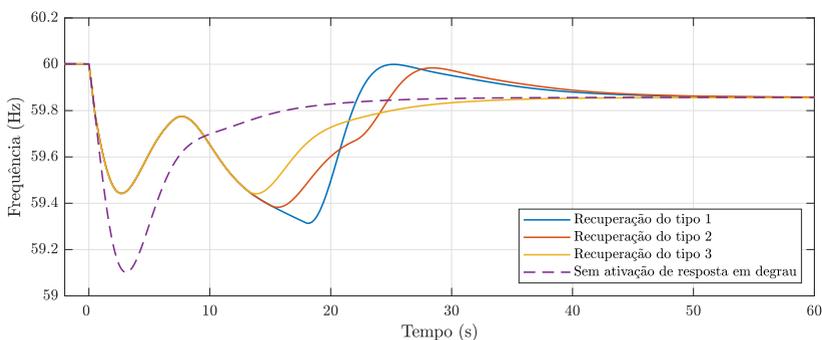
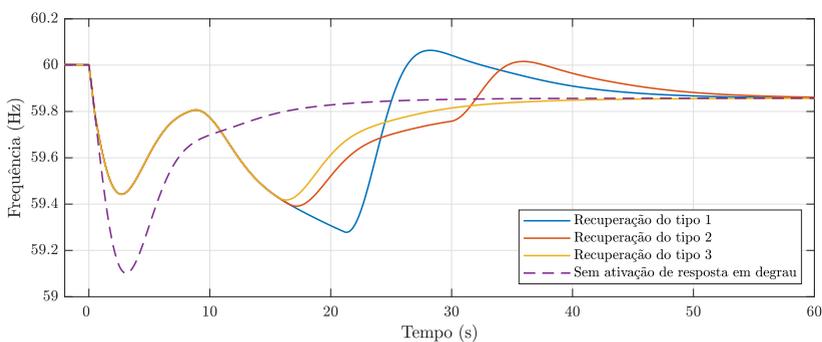
(a) $t_{degrau} = 5$ s(b) $t_{degrau} = 6,5$ s(c) $t_{degrau} = 8$ s

Figura 7.28: Frequência da rede para diferentes valores de duração do degrau de potência

7.2.3.6 Curva de torque

A Figura 7.29 mostra a curva de torque equivalente do sistema eólico obtida por simulação com os parâmetros da Tabela 2 considerando as diferentes estratégias de emulação.

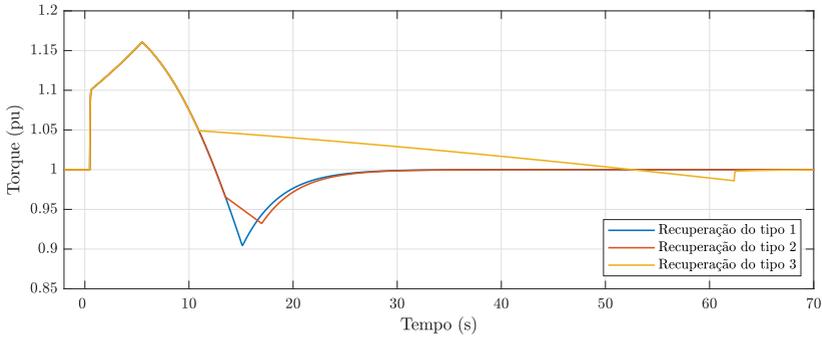


Figura 7.29: Curva de torque equivalente do sistema eólico simulada para os parâmetros da Tabela 2.

7.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

7.3.1 Ativação da resposta em degrau e recuperação de velocidade

A Figura 7.18 mostra as variações de velocidade do rotor e da potência gerada pelo sistema eólico para diferentes valores de inclinação da rampa de recuperação. Nota-se que os métodos 1 e 2 apresentam comportamentos das velocidades de rotor semelhantes para esse tipo de variação. Nos três métodos de recuperação de velocidade é possível observar que quanto maior for a inclinação (em módulo), mais rápida é a recuperação, como pode ser visto nas curvas de velocidade. Isso é esperado, visto que, quanto menor é a taxa de variação (em módulo) da potência, maior é a quantidade de energia retirada do rotor, ou, equivalentemente, maior é a área positiva abaixo da curva de potência. Pontua-se que, apesar de que uma menor inclinação significa um maior tempo de recuperação, também significa um menor impacto na frequência do sistema.

A Figura 7.19 confirma que maiores valores de acréscimo de potência ocasionam uma maior redução da velocidade do rotor e, portanto, um maior tempo de recuperação. Nota-se que para o método 3 a diferença entre os tempos de recuperação mostra-se expressivamente maior que para os outros métodos de recuperação. No entanto, o tempo de recuperação para o método do tipo 3 é altamente dependente do valor de P_{acc} , como é visto na Figura 7.23.

Comparações para diferentes valores de velocidade de vento podem ser observadas na Figura 7.20. Nota-se que um aumento de apenas 2.5 m/s na velocidade do vento equivale a um aumento de cerca de 0,34 pu na potência. Essa grande sensibilidade da potência gerada com a velocidade do vento é uma característica da geração eólica.

Também, conforme o esperado, observa-se, na Figura 7.21, que o aumento na duração do degrau de potência acarreta um maior tempo de recuperação. Como será visto, um maior tempo de duração de degrau não significa necessariamente numa melhor contribuição para a frequência.

No método 2, é possível alterar o tempo de recuperação através da alteração do nível de potência de subprodução, conforme mostrado na Figura 7.22. Reduzindo o valor de ΔP_{sub} espera-se que a recuperação seja mais lenta, o que é verificado na figura. Já para o método 3, o mesmo pode ser realizado através da alteração do parâmetro P_{acc} , como mostra a Figura 7.23. Nesse caso, aumentando o parâmetro P_{acc} , ou seja, aumentando a diferença entre a potência aerodinâmica e a potência eletromagnética reduz-se o tempo de recuperação. Portanto, esses métodos oferecem uma maior flexibilidade para o controle da recuperação em relação ao método 1, que só pode ser controlado através da alteração da inclinação da rampa de recuperação.

7.3.2 Variação de penetração eólica

Na Figura 7.24a é possível observar as curvas de frequência para os três tipos de recuperação, bem como desconsiderando a emulação de inércia, para uma penetração eólica de 5%. Como pode ser visto, logo após o distúrbio, o mínimo da frequência é cerca de 0,1 Hz maior com a emulação de inércia. Logo após esse mínimo, nota-se uma segunda queda na frequência nas curvas com a emulação de inércia. Essa queda é inevitável e deve-se ao período de recuperação, que equivale a um aumento de carga sob o ponto de vista da rede elétrica. É possível ver que a maior queda corresponde ao método do tipo 1, seguido pelo

método do tipo 2 e finalmente pelo método do tipo 3. De fato, observa-se, na Figura 7.24b, que a potência para o método do tipo 3 atinge o menor valor, o que justifica a maior queda na frequência. Essa segunda queda torna-se mais evidente em sistemas com maior penetração eólica, como é mostrado nas Figuras 7.25a, 7.25b e 7.25c. É possível ver que, quanto maior a penetração eólica, maior é a contribuição inicial para a frequência, ou seja, maior é o mínimo de frequência após o distúrbio. No entanto, também maior é a segunda queda de frequência devido ao período de recuperação. Nota-se que, no sistema com penetração eólica de 25%, o mínimo da segunda queda para o método 1 equipara-se ao mínimo da frequência do sistema sem emulação de inércia. No entanto, a taxa de variação da frequência na segunda queda mostra-se menor que na queda de frequência do sistema sem emulação de inércia. Percebe-se também que a diferença entre os métodos de recuperação se torna mais evidente, sendo o método do tipo 3 o que aparenta ser o que menos tem impacto na frequência durante a recuperação. Os três métodos, no entanto, fornecem os mesmos resultados logo após o distúrbio, o que é coerente, visto que a diferença entre eles dá-se apenas na recuperação. Também pontua-se que, quanto maior é a penetração eólica, maior tende a ser a oscilação do sistema, visto que a quantidade de geradores síncronos diminui, ou seja, a constante de inércia do sistema torna-se menor. Isso pode ser visto nas curvas de frequência do sistema sem ativação de resposta em degrau: nota-se que o mínimo da frequência nesse caso é tão menor quanto maior é a penetração eólica.

É possível ver que ocorre um máximo na frequência logo após a segunda queda, o que é justificado pelo início do crescimento da potência eólica durante a recuperação, além da ação do regulador de velocidade dos geradores síncronos devida à queda na frequência. Isso representa um atraso no atingimento de regime permanente, como pode ser visto nos gráficos. Nota-se que o método 3, apesar de apresentar uma recuperação mais lenta, atinge o regime permanente em um tempo menor.

7.3.3 Variação do degrau de potência

Diferentes valores de degrau de potência foram simulados a fim de verificar a influência na frequência do sistema. Como é possível observar na Figura 7.19, o aumento no degrau tem um comportamento semelhante ao do aumento da penetração eólica, ou seja, quanto maior é o degrau de potência, menor é a frequência mínima após o distúrbio

e maior é a segunda queda devido ao período de recuperação. No entanto, como a penetração eólica não é alterada, a constante de inércia do sistema permanece a mesma e, portanto, aumentos de degrau de potência não causam o aumento da oscilação da frequência. Pontua-se que este degrau não deve ser demasiadamente elevado, visto que a energia disponível no rotor das turbinas é limitada. Além disso, deve-se considerar, no projeto do controle do degrau, esse *trade-off* entre melhora de desempenho após distúrbio e queda devido à recuperação.

7.3.4 Variação da velocidade de vento equivalente

Na Figura 7.20 é possível observar a influência da potência eólica do sistema disponível durante o evento de frequência, que equivale à velocidade de vento equivalente do sistema. Interessantemente, a disponibilidade de potência eólica não apresenta muita influência na frequência do sistema após distúrbio, como pode ser visto nas figuras. Isso é justificado pelo fato de que o degrau de potência permanece o mesmo e a constante de inércia do sistema não depende da velocidade do vento. É importante mencionar que, quanto menor é a velocidade do vento, menor é a energia cinética armazenada no rotor e, portanto, maiores são os riscos de ocasionar o *stall* da máquina para o mesmo degrau de potência.

7.3.5 Variação da duração do degrau

É possível definir a duração do degrau de potência a ser utilizado na emulação. A Figura 7.21 apresenta as curvas de frequência para diferentes valores de degrau. Observa-se que a frequência do sistema logo após o distúrbio é a mesma para valores de t_{degrau} acima de 5 segundos. De fato, é o esperado, visto que o primeiro mínimo ocorre num intervalo menor que 5 segundos. A diferença pode ser vista, no entanto, no segundo degrau: maiores durações de degrau significam uma maior energia cinética extraída dos rotores e, conseqüentemente, uma maior queda na frequência devida à recuperação. Ou seja, o aumento excessivo na duração do degrau pode, além de não significar um aumento da contribuição para a regulação de frequência, também ser prejudicial à dinâmica do sistema.

7.3.6 Curva de torque

É possível observar, na Figura 7.29, que ocorre uma rápida variação no torque da máquina equivalente no instante da ativação do degrau. Como o aerogerador é controlado para fornecer um adicional de potência em décimos de segundos, essa rápida variação de torque é inevitável. Em vista disso, o estresse mecânico nos componentes da turbina deve ser levado em consideração durante o projeto de controladores para a emulação de inércia, visto que, caso contrário, danos estruturais podem ser causados em curto ou longo prazo.

7.4 RESUMO DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas as ideias básicas da emulação de inércia em centrais geradoras eólicas através de simulações computacionais. Foram simulados apenas casos de subfrequência, visto que reduzir a potência produzida (que deve ser o comportamento das turbinas em casos de sobrefrequência) apresenta menos complexidade do que retirar energia cinética das máquinas e, portanto, tende a apresentar menos problemas [7]. Foi mostrado que o método de Ativação de Resposta em Degrau realmente contribui para a regulação de frequência nos instantes iniciais após distúrbios de carga/perda de geração, tendo em vista a redução da amplitude do vale da frequência em relação a sistemas sem a implementação da emulação de inércia. Isso pode permitir que os reguladores primários das hidrelétricas tenham tempo de agir. No entanto, também foi mostrado que essa contribuição tem como custo uma segunda queda na frequência, que ocorre devido à necessidade da recuperação de velocidade dos rotores das máquinas. Diferentemente de usinas hidrelétricas, as usinas eólicas não contam com reserva de potência (exceto aquelas em que é implementado o controle primário), portanto a velocidade do rotor deve ser necessariamente reduzida após o aumento de potência entregue e, logo, esse período de subprodução é necessário para que a turbina reestabeleça a operação nominal. Essa segunda queda torna-se mais evidente quanto maior for a penetração eólica no sistema, bem como quanto maior for a energia utilizada no acréscimo de potência, portanto, existe esse *trade-off* que deve ser considerado no projeto dos controladores de emulação de inércia de aerogeradores.

Foi mostrado, através de curvas de torque da máquina, que os aerogeradores são submetidos a grandes variações de carga mecânica

durante a contribuição inercial. Isso é potencialmente prejudicial à máquina caso o projeto dos controladores não seja realizado conforme os limites de carga suportáveis pela turbina. Algumas estratégias podem ser utilizadas para reduzir essa rápida variação do torque. Em [7], por exemplo, é apresentada uma metodologia de controle que utiliza parte da energia do barramento CC para ser utilizada no acréscimo de potência injetada, o que atenua, assim, as cargas mecânicas na estrutura.

Os três métodos de recuperação foram comparados e foi observado que aqueles cujo período de recuperação é mais longo tende a causar uma segunda queda menos severa, o que, como foi mencionado, é o esperado. O método de recuperação 3 mostrou-se ser o mais apropriado dentre os três apresentados. Foi visto que o período de recuperação pode ser controlado de diferentes maneiras, o que pode ser útil na operação em diferentes situações de vento e de rede.

Como foi visto, todas as simulações consideraram que o vento equivalente não é alterado durante a emulação de inércia. Isso é uma boa aproximação considerando que é utilizado o modelo agregado das centrais eólicas, como foi mencionado. No entanto, como o projeto de emulação de inércia é realizado considerando as turbinas individuais, essa variação deve ser considerada, visto que a velocidade do vento, neste caso, pode sofrer variações consideráveis na escala de tempo observada neste trabalho.

8 CONCLUSÕES

8.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O aumento na participação de fontes de energia renovável na matriz energética apresenta diversos desafios de natureza técnica. Neste trabalho foi exposto o problema da redução da inércia efetiva do sistema elétrico causado pelo aumento da penetração de energia eólica na rede. Devido ao desacoplamento inercial entre os aerogeradores e a rede elétrica, as centrais eólicas modernas não contribuem para a dinâmica do sistema quando neste ocorre perturbações, como variações de carga ou faltas na rede. A redução da inércia efetiva do sistema pode significar grandes oscilações pós-distúrbio no sistema e até causar efeitos de instabilidade.

Este trabalho apresenta algumas das estratégias utilizadas para atenuar os impactos da redução de inércia do sistema causados pela penetração de centrais eólicas conectadas via eletrônica de potência à rede. As estratégias de emulação de inércia apresentadas consistem em gerar comandos no sistema de controle do aerogerador de forma que seja provido um acréscimo de potência quando for detectado um evento de subfrequência na rede. A motivação por trás dessa estratégia é que esse acréscimo de potência significa uma redução da quantidade de energia cinética extraída de geradores convencionais, o que reduz, assim, as excursões de frequência após distúrbios na rede e pode permitir que os reguladores de frequência dos geradores convencionais tenham tempo de agir. No entanto, visto que o aerogerador normalmente opera com a máxima geração de energia disponível, é necessariamente utilizada a energia cinética contida no rotor das turbinas para o fornecimento adicional de potência. Logo, a contribuição deve ser seguida por um período de subprodução, de modo que a velocidade do rotor do aerogerador seja restaurada. Essa subsequente etapa pode causar uma segunda excursão de frequência que tende a ser tão maior quanto maior for a penetração eólica e o adicional de potência cedido pelas centrais eólicas. Este é, portanto, um ponto negativo dos métodos de emulação de inércia em aerogeradores que deve ser considerado no projeto. Outro ponto negativo refere-se ao grande estresse mecânico o qual os aerogeradores são submetidos durante a ativação dos métodos de emulação, visto que tem-se uma rápida variação na potência entregue durante a contribuição. Essa variação também tende a ser maior quanto maior for

a energia cedida e, portanto, é um ponto que deve ser cuidadosamente analisado durante a implementação da emulação de inércia.

Apesar do mencionado acima referir-se a eventos de subfrequência, os métodos de emulação de inércia em aerogeradores também podem ser utilizados para a melhora do desempenho do sistema em eventos de sobrefrequência, tais como perdas de carga. De forma análoga aos eventos de subfrequência, o método baseia-se, nesse caso, em reduzir a potência entregue de forma a reduzir a excursão da sobrefrequência. No entanto, a contribuição nesse caso apresenta uma simplicidade maior, visto a maior facilidade na retomada à operação nominal [7].

Apesar do exposto neste trabalho ter tido foco nos aerogeradores do tipo 4, pontua-se que os aerogeradores do tipo 3, que ocupam boa parcela das centrais eólicas modernas, também apresentam um desacoplamento inercial em relação à rede. Apesar de o estator desses geradores serem conectados diretamente à rede, a potência gerada é controlada pelos conversores de potência, de forma que variações na rede são rapidamente compensadas pelo sistema de controle de maneira a reestabelecer a potência de saída de acordo com os valores de comando setados, o que, por consequência, anula a resposta inercial do gerador [27].

Neste trabalho foram apresentados inicialmente os conceitos base necessários para o entendimento do contexto do problema, tais como a natureza da geração eólica, os sistemas e métodos de controle da turbina, a modelagem do gerador síncrono, o funcionamento do conversor *back-to-back* e a inércia do sistema elétrico. No Capítulo 6 são descritos os métodos de implementação de inércia sintética em centrais geradoras eólicas e no Capítulo 7 são apresentadas simulações do sistema sob diversos cenários. Mostra-se que, de fato, a inércia sintética pode prover uma melhora no comportamento dinâmico do sistema após distúrbios na rede, tendo em vista a redução das excursões de frequência apresentadas em todos os cenários considerados.

8.2 TRABALHOS FUTUROS

Como forma de possibilitar análises comparativas entre os diferentes tipos métodos de emulação de inércia, um trabalho a ser realizado é simular o método de Seguimento Inercial de Rede, apresentado na Seção 6.1. Dessa forma, pode-se observar a diferença entre a contribuição desse método e o método de Ativação de Resposta em Degrau na dinâmica do sistema em eventos de frequência.

A modelagem do sistema eólico levou em consideração o agregado dos aerogeradores e, portanto, alguns sistemas de controle individuais não foram levados em consideração. Logo, um possível estudo é o projeto de controladores para a emulação de inércia dos aerogeradores de forma individualizada. Para isso, diversos detalhes precisam ser considerados. Por exemplo, não foi modelado o sistema de controle da angulação das pás da turbina. Esse sistema é utilizado, como já foi mencionado, na limitação de potência de saída do aerogerador. Dificuldades podem surgir no projeto do sistema de controle do *pitch* durante etapas de transição entre a emulação de inércia e a operação nominal e, logo, é necessário um projeto adequado do controlador de angulação das pás da turbina de modo que essas transições sejam apropriadamente realizadas.

Como foi apresentado na Seção 6.2.1, a necessidade da implementação de inércia sintética em aerogeradores já consta em módulos de procedimentos de rede em diversos países. Neste trabalho foram simuladas algumas especificações, ditadas pelo ONS, que as centrais geradoras eólicas devem atender, tais como a duração do degrau e o valor mínimo de acréscimo de potência. Um futuro estudo é implementar os demais requisitos, como a característica de proporcionalidade entre a injeção inicial de potência e a taxa de variação da frequência do sistema. Também pode ser estudada a disponibilidade de centrais eólicas em contribuir com um acréscimo de potência. Essa disponibilidade pode ser diferente em cada central, variando em função da tecnologia subjacente dos aerogeradores.

Outra possibilidade de análise é comparar a contribuição da inércia sintética em sistemas predominantemente hidrelétricos com sistemas predominantemente térmicos, visto que esses apresentam diferentes comportamentos dinâmicos.

REFERÊNCIAS

- [1] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. *Info Vento n. 8*. 05/11/2018.
- [2] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. *Números ABEEólica - Novembro de 2018*. 09/11/2018.
- [3] INSTITUTO NACIONAL DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA PARA MUDANÇAS CLIMÁTICAS. *Conferência internacional INCT-Clima - SP*. 28/09/2016.
- [4] *Dealing With Wind Variability On The Wind Farm*. University of Texas at Austin. ScienceDaily. 24/10/2007.
- [5] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. *Boletim Anual de Geração Eólica - Dados Mundiais*. p. 20.
- [6] VYVER, JA VANDOORN, TINE KOONING, JEROEN MEERSMAN, BART VANDEVELDE, LIEVEN. *Provision of Ancillary Services with Variable Speed Wind Turbines*. IEEE Benelux Young Researchers Symposium (YRS 2014), At Ghent, Belgium.
- [7] JAN VAN de VYVER. *Support of Grid Frequency Control by Wind Turbines*. Tese de doutorado, Ghent University, Bélgica, 2016.
- [8] MOORE, I.F. *Inertial Response from Wind Turbines*. Tese de doutorado, Cardiff University, Reino Unido, 2012.
- [9] DREIDY M., MOKHLIS H., Saad MEKHILEF S. *Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 69, 2017, p.144-155.
- [10] S. HEIER. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. John Wiley Sons Ltd, 1998.
- [11] M. BLACKWOOD. *Maximum Efficiency of a Wind Turbine*. Undergraduate Journal of Mathematical Modelling: One + Two, vol. 6, issue 2, article 2, 2016.

- [12] J.F. MANWELL, J.G. MCGOWAN, A.L. ROGERS. *Wind Energy Explained: Theory, design and application, 2nd edition*. John Wiley and Sons, Ltd, 2009.
- [13] M. RAGHEB. *Control of wind turbines*. University of Illinois, 2016.
- [14] E.A. BOSSANYI. *Wind Turbine Control for Load Reduction*. Wind Energy, vol. 6, issue 3, John Wiley Sons Ltd, 2003.
- [15] T.M. LETCHER. *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. Wind Energy, vol. 6, issue 3, John Wiley Sons Ltd, 2003.
- [16] P. KUNDUR. *Power Systems Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc, 1994.
- [17] M. YANG. *Application of Power Electronics in Power System*. Advances in Computer Science Research, volume 59. 7th International Conference on Education, Management, Computer and Medicine (EMCM 2016).
- [18] N.I. RAJU, Md. S. ISLAM, A.A. UDDIN. *Sinusoidal PWM Signal Generation Technique for Three Phase Voltage Source Inverter with Analog Circuit Simulation of PWM Inverter for Standalone Load Micro-grid System*. International Journal of Renewable Energy Research, Vol. 3, N. 3.
- [19] S. PANDA, A. MISHRA, B. SRINIVAS. *Control of Voltage Source Inverters using PWM/SVPWM for Adjustable Speed Drive Applications*. National Institute Of Technology Rourkela, 2009.
- [20] TEXAS INSTRUMENTS. *Field Orientated Control of 3-Phase AC-Motors*. Texas Instruments Incorporated, 1998.
- [21] L. RESE. *Modelagem, Análise de Estabilidade e Controle de Microrredes de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.
- [22] S. Z. ABBAS. *Simulation, Implementation and Testing of Three-phase Controlled Power Inverter Behavior*. Dissertação de Mestrado, Escola Tècnica Superior d'Enginyeria Industrial de Barcelona, 2016.

- [23] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Submódulo 3.6: Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão*. Revisão: 12/2016. Vigência: 01/01/2017.
- [24] A.S. SILVA, A.J.A. SIMÕES COSTA. *Aspectos Dinâmicos do Controle de Sistemas de Potência*. Universidade Federal de Santa Catarina.
- [25] F. M. GONZALEZ-LONGATT. *Activation Schemes of Synthetic Inertia Controller on Full Converter Wind Turbine (Type 4)*. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 26-30 July 2015.
- [26] C. ROBERTS. *Review of International Grid Codes*. Energy Analysis and Environmental Impacts Division, Lawrence Berkeley National Laboratory.
- [27] H. T. NGUYEN, G. YANG, A.H. NIELSEN P.H. JENSEN. *Frequency Stability Enhancement for Low Inertia Systems using Synthetic Inertia of Wind Power*. In Proceedings of 2017 IEEE PES General Meeting IEEE. DOI: 10.1109/PESGM.2017.8274566
- [28] V. A. DOBROVOLSKI. *Fundamentals of Energy Extraction from Wind*. Renewable Energy Sources Charged with Energy from the Sun and originated From Earth– Moon Interaction - Vol. 1.
- [29] U. P. YAGNIK and M. D. SOLANKI. *Comparison of L, LC and LCL filter for grid connected converter*. 2017 International Conference on Trends in Electronics and Informatics (ICEI), Tirunelveli, 2017, pp. 455-458.