

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Controlo Inercial em Geradores Eólicos Equipados com Máquina Síncrona de Velocidade Variável

Miguel Fernando Martins Costa Gomes

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Co-orientador: Mestre Bernardo Amaral Silva

Julho de 2011

A Dissertação intitulada

“Controlo Inercial em Geradores Eólicos Equipados com Máquina Síncrona da
Velocidade Variável”

foi aprovada em provas realizadas em 18-07-2011

o júri



Presidente Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Pedro José Franco Marques
Professor Adjunto Departamento de Engenharia Electrotécnica da Escola Superior e
Tecnologia de Gestão do Instituto Politécnico de Leiria



Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Mestre Bernardo Marques Amaral Silva
Investigador - INESC-PORTO

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Miguel Fernando Martins Costa Gomes

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

A integração de energias renováveis na rede eléctrica tem vindo a aumentar nos últimos anos estando em linha com os objectivos comunitários para a redução de emissões de gases poluentes. De entre as diversas tecnologias, a energia eólica é a que tem apresentado maiores níveis de integração.

Devido às especificidades do recurso eólico e às necessidades técnicas existentes na exploração de redes eléctricas com elevada penetração de renováveis, os aerogeradores são solicitados a deter capacidades de controlo específicas para efeitos do fornecimento de serviços de sistema. Para tal, a electrónica de potência tem vindo a desempenhar um papel crucial permitindo uma maior flexibilidade e controlabilidade por parte dos aerogeradores. Num cenário em que a elevada penetração de eólica no mix energético obriga à desclassificação de geradores ditos convencionais, resulta como consequência imediata uma redução significativa da inércia global do sistema. Assim sendo, serão espectáveis dificuldades acrescidas de controlo de frequência/potência nas redes. No sentido de mitigar tal situação, torna-se necessário que num futuro próximo, os aerogeradores tenham a capacidade de emular o comportamento inercial de máquinas síncronas convencionais directamente acopladas às redes eléctricas. Tal emulação passa pela identificação de malhas de controlo adicionais de que os geradores eólicos deverão ser dotados no sentido de permitirem uma extracção adicional de energia cinética do conjunto turbina eólica/gerador.

Neste sentido, o objectivo essencial desta dissertação passa pela identificação desses requisitos adicionais de controlo que será necessário implementar ao nível de uma turbina eólica equipada com máquina síncrona de velocidade variável e sistema de conversão integral. Será ainda implementado um controlo adicional que permita ao aerogerador a capacidade de regulação primária de frequência, tendo por base a colocação deste num ponto de funcionamento abaixo da capacidade óptima de extracção de potência a partir do vento. Os modelos de controlo desenvolvidos serão testados para a avaliação do seu desempenho e serão integrados num modelo de rede de forma a avaliar o interesse para o sistema eléctrico da utilização deste tipo de sistemas de controlo.

Abstract

The integration of renewable energy in the electricity network has increased in recent years being in line with EU targets for reducing emissions of greenhouse gases. Among the various technologies, wind power is the one that has shown higher levels of integration.

Due to the specific wind resource and technical needs existing in the operation of electrical networks with high penetration of renewables, wind turbines are required to have specific control capability for the provision of ancillary services. To this end, the power electronics has played a crucial role in allowing greater flexibility and controllability by the wind generators. In a scenario where the high penetration of wind energy in the electrical system requires the removal of conventional generators, it follows as an immediate consequence a significant reduction in overall system inertia. Thus, greater difficulties are expectable to frequency/power control in networks. In order to mitigate this situation, it is necessary that in the near future, the turbines have the ability to emulate the inertial behavior of conventional synchronous machine directly coupled to electricity grids. This emulation involves the identification of additional control loops that wind generators should be equipped so as to allow extraction of additional kinetic energy of the whole wind turbine/generator.

In this sense, the key objective of this dissertation involves the identification of these additional requirements that will be necessary implement in a wind turbine equipped with variable speed synchronous machine and full converter. It will be also implemented an additional control that allows the wind turbine to provide primary frequency regulation, based on the placement of an operating point below the optimum capacity of extracting power from the wind. The control models developed will be tested to evaluate its performance and will be integrated into a grid model to assess the interest for the electrical system using this type of control systems.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira, e ao meu co-orientador, Mestre Bernardo Amaral Silva, por toda a disponibilidade e apoio prestado ao longo da realização desta dissertação.

Gostaria também de agradecer aos amigos e colegas de curso que me acompanharam ao longo dos últimos anos pelo companheirismo e a ajuda prestada, não só na realização desta dissertação, mas ao longo de todo o curso.

Deixo também um agradecimento especial à minha namorada por todo o apoio prestado ao longo destes últimos anos e aos meus familiares e amigos que me acompanharam ao longo desta fase da minha vida.

Finalmente, o agradecimento mais importante é para os meus pais por todo o esforço, dedicação e apoio que me deram ao longo de toda a vida e por permitirem que tenha atingido o objectivo de terminar este curso.

Índice

Resumo.....	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas.....	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xix
Capítulo 1.....	1
Introdução	1
1.1 - Integração de sistemas de produção eólica em redes de energia eléctrica.....	1
1.2 - Objectivos da dissertação.....	4
1.3 - Motivação para a realização da dissertação	5
1.4 - Estrutura da dissertação.....	6
Capítulo 2.....	7
Sistemas de conversão de energia eólica	7
2.1 - Introdução	7
2.2 - Tecnologias de conversão de energia eólica.....	7
2.3 - Controlo aerodinâmico das turbinas	9
2.4 - Sistemas eólicos ligados às redes eléctricas	12
2.5 - Principais topologias de produção de energia eléctrica	13
2.5.1 - Tipo A: sistema de velocidade constante	14
2.5.2 - Tipo B: sistema de velocidade variável limitada.....	16
2.5.3 - Tipo C: sistema de velocidade variável com conversor parcial.....	17
2.5.4 - Tipo D: Sistema de velocidade variável com conversor integral	18
2.6 - Conclusão	20
Capítulo 3.....	21

Resposta inercial e regulação de frequência.....	21
3.1 - Introdução	21
3.2 - Códigos de rede.....	22
3.2.1 - Tolerância de funcionamento	23
3.2.2 - Controlo de tensão e potência reactiva	29
3.2.3 - Controlo de potência activa e resposta a variações de frequência.....	33
3.2.4 - Sistemas de protecção.....	37
3.2.5 - Qualidade da energia produzida	37
3.2.6 - Comunicação e controlo externo	37
3.3 - Emulação de inércia e regulação primária de frequência em sistemas de conversão de energia eólica	38
3.3.1 - Estratégias de operação	38
3.3.2 - Modelos de controlo.....	42
3.4 - Conclusão	47
Capítulo 4	49
Modelização e controlo de um sistema de geração eólico baseado na máquina síncrona de velocidade variável.....	49
4.1 - Introdução	49
4.2 - Modelização da turbina eólica	50
4.3 - Modelização do gerador síncrono de velocidade variável	53
4.4 - Conversor do lado do gerador	56
4.5 - Modelização da ligação CC (<i>link DC</i>)	57
4.6 - Conversor do lado da rede	59
4.7 - Estratégia de controlo adoptada.....	59
4.7.1 - Modelo da turbina eólica	60
4.7.2 - Modelo do gerador síncrono de ímanes permanentes	60
4.7.3 - Modelo de controlo do gerador.....	61
4.7.4 - Modelo de controlo inercial.....	62
4.7.5 - Modelo de controlo primário de frequência	64
4.8 - Conclusão	68
Capítulo 5	69
Demonstração de resultados	69
5.1 - Rede eléctrica de teste	69
5.2 - Avaliação do comportamento do parque eólico sem controlo adicional	71
5.3 - Avaliação do comportamento do parque eólico com controlo inercial	73
5.4 - Avaliação do comportamento do parque eólico com controlo primário de frequência	76
5.5 - Avaliação do comportamento do parque eólico com controlo inercial e controlo primário de frequência	79
5.6 - Comparação do desempenho dos modelos	82
5.7 - Conclusão	84
Capítulo 6	85
Conclusões e futuros desenvolvimentos.....	85
6.1 - Conclusões	85
6.2 - Futuros desenvolvimentos	86

Referências..... 89

Anexo 91

Lista de figuras

Figura 1.1 - Evolução da potência eólica instalada [5].	2
Figura 1.2 - Potência eólica instalada [5], [6].	3
Figura 2.1 - Curvas características $C_p(\lambda)$ para diferentes rotores eólicos [10].	9
Figura 2.2 - Comportamento do controlo do tipo stall-passivo para um aerogerador com uma potência nominal de 1.3 MW [7].	10
Figura 2.3 - Comportamento do controlo do tipo <i>pitch-control</i> para um aerogerador com uma potência nominal de 2.3 MW [7].	11
Figura 2.4 - Comportamento do controlo do tipo stall-activo [7].	12
Figura 2.5 - Configuração típica do sistema de velocidade constante [8].	14
Figura 2.6 - Característica de uma turbina eólica operando a velocidade constante [12].	14
Figura 2.7 - Característica de uma turbina eólica operando a duas velocidades [12].	15
Figura 2.8 - Configuração típica do sistema de velocidade variável limitada [8].	16
Figura 2.9 - Configuração típica do sistema de velocidade variável com conversor parcial [8].	17
Figura 2.10 - Configuração típica do sistema de velocidade variável com conversor integral [8].	18
Figura 2.11 - Característica de uma turbina eólica operando a velocidade variável [12].	18
Figura 2.12 - Aerogerador equipado com máquina síncrona de excitação separada [7].	19
Figura 3.1 - Requisitos de sobrevivência a cavas de tensão [16].	24
Figura 3.2 - Requisitos de injeção de corrente reactiva durante uma cava de tensão [16]. ..	25
Figura 3.3 - Variações de tensão e frequência toleráveis pelas centrais eólicas com uma potência instalada entre 11 kW e 25 kW [17].	25
Figura 3.4 - Variações de tensão e frequência toleráveis pelas centrais eólicas com uma potência instalada entre 25 kW e 1,5 MW [17].	26

Figura 3.5 - Requisitos referentes à variação de tensão suportada pelas centrais eólicas [17].	27
Figura 3.6 - Requisitos referentes à injeção de corrente reactiva [17].	27
Figura 3.7 - Requisitos de sobrevivência a cavas de tensão [18].	28
Figura 3.8 - Requisitos de injeção de corrente durante os períodos de defeito e recuperação da tensão [18].	28
Figura 3.9 - Requisitos de sobrevivência a cavas de tensão [18].	29
Figura 3.10 - Modo de funcionamento do Q control e do Power factor control [17].	30
Figura 3.11 - Controlo da potência reactiva em resposta à tensão no ponto de ligação [17].	31
Figura 3.12 - Limites de operação para centrais com potência entre 25 kW e 1,5 MW [17].	31
Figura 3.13 - Limites de operação para centrais com potência entre 1,5 MW e 25 MW [17].	32
Figura 3.14 - Limites de operação para centrais com potência superior a 25 MW [17].	32
Figura 3.15 - Limites de operação para o controlo da tensão [17].	33
Figura 3.16 - Gama de funcionamento do factor de potência [18].	33
Figura 3.17 - Regulação de frequência imposta pelo código de rede irlandês [18].	35
Figura 3.18 - Requisitos de regulação de frequência com margem de reserva reduzida [17].	36
Figura 3.19 - Requisitos de regulação de frequência com margem de reserva alargada [17].	36
Figura 3.20 - <i>Inertial control</i> [31].	42
Figura 3.21 - Variação da potência injectada em função da variação de frequência [31].	43
Figura 3.22 - <i>droop control</i> [31].	44
Figura 3.23 - controlo de <i>pitch</i> [31].	44
Figura 3.24 - Controlo por velocidade de rotação [31].	44
Figura 3.25 - Curva de potência óptima e curva com reserva de potência [10].	45
Figura 3.26 - Diagrama esquemático da curva de potência óptima com reserva [10].	45
Figura 3.27 - Controlo de potência activa [10].	46
Figura 3.28 - Variação do ângulo de passo das pás [10].	46
Figura 3.29 - Modelo de controlo de <i>pitch</i> [10].	47
Figura 4.1 - Sistema de conversão de energia eólica equipado com máquina síncrona de ímanes permanentes e conversor integral [32].	50
Figura 4.2 - Coeficiente de potência em função de λ e β [7].	52

Figura 4.3 - Característica de <i>maximum power point tracking</i> [7].....	53
Figura 4.4 - Aerogerador com máquina síncrona de excitação separada [7].	54
Figura 4.5 - Aerogerador com máquina síncrona de ímanes permanentes [7].	54
Figura 4.6 - Estrutura de controlo do conversor do lado do gerador.....	57
Figura 4.7 - Fluxo de potência no <i>link DC</i>	58
Figura 4.8 - Modelo dinâmico do link DC	58
Figura 4.9 - Estrutura de controlo do conversor do lado da rede [13].....	59
Figura 4.10 - Modelo da turbina eólica.	60
Figura 4.11 - Modelo do gerador síncrono de ímanes permanentes.	61
Figura 4.12 - Sistema de controlo do gerador.....	62
Figura 4.13 - Modelo de controlo inercial.....	63
Figura 4.14 - Modelo de controlo de pitch.....	63
Figura 4.15 - Variação da potência produzida em função da velocidade de rotação e do <i>pitch</i> [31].....	65
Figura 4.16 - Estratégia de controlo da velocidade de rotação com regulação de frequência.	66
Figura 4.17 - Modelo de controlo do ângulo das pás.	66
Figura 4.18 - Controlo de velocidade de rotação com controlo inercial e controlo de frequência.	67
Figura 5.1 - Esquema unifilar da rede de teste.	70
Figura 5.2 - Modelo em Matlab/Simulink da rede de teste.	71
Figura 5.3 - Comportamento da frequência da rede.	72
Figura 5.4 - Potência activa injectada na rede pelo parque eólico.	72
Figura 5.5 - Comportamento da frequência da rede.	73
Figura 5.6 - Comportamento da frequência da rede em função da variação do ganho.....	74
Figura 5.7 - Variação da potência injectada em função da variação do ganho.	75
Figura 5.8 - Comportamento da velocidade de rotação do conjunto turbina/gerador.	76
Figura 5.9 - Comportamento da frequência da rede.....	77
Figura 5.10 - Comportamento da frequência da rede em função da variação do ganho.	77
Figura 5.11 - Potência activa injectada na rede pelo parque eólico.....	78
Figura 5.12 - Variação da potência injectada em função da variação do ganho.	79

Figura 5.13 - Comportamento da frequência da rede.	79
Figura 5.14 - Comportamento da frequência da rede em função da variação dos ganhos.	80
Figura 5.15 - Potência activa injectada na rede pelo parque eólico.	81
Figura 5.16 - Variação da potência injectada em função da variação dos ganhos.	81
Figura 5.17 - Comportamento da frequência em cada tipo de controlo.	82
Figura 5.18 - Comparação da potência activa injectada pelo parque eólico.	83
Figura 5.19 - Comparação da potência activa injectada pelo parque eólico.	84

Lista de tabelas

Tabela 1 - Parâmetros do gerador síncrono de ímanes permanentes.	91
Tabela 2 - Características dos grupos geradores ligados à rede de teste.	91
Tabela 3 - Características das cargas ligadas à rede de teste.	92

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>
CGPV	Central Geotérmica do Pico Vermelho
CGRG	Central Geotérmica da Ribeira Grande
CTCL	Central Térmica do Caldeirão
DC	<i>Direct Current</i>
HVDC	<i>High-Voltage Direct Current</i>
PEGR	Parque Eólico dos Graminhais
SEAE	Subestação do Aeroporto
SECL	Subestação do Caldeirão
SEFO	Subestação dos Foros
SELG	Subestação da Lagoa
SEMF	Subestação dos Milhafres
SEPD	Subestação de Ponta Delgada
SESR	Subestação de São Roque
SEVF	Subestação de Vila Franca

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Integração de sistemas de produção eólica em redes de energia eléctrica

A energia eléctrica representa actualmente um papel fundamental no desenvolvimento económico e social de cada país, sustentando assim os altos padrões de vida a que as sociedades se foram habituando. Face ao aumento previsto do consumo mundial de energia eléctrica, provocado principalmente pelo elevado crescimento das economias emergentes [1], será necessário aumentar a produção para satisfazer as necessidades futuras.

Desde o início da produção de electricidade à escala comercial, os combustíveis fósseis assumiram a posição de principal fonte de energia primária utilizada devido aos custos reduzidos da extracção de combustível e aos custos reduzidos da produção de electricidade. No entanto, o aumento do custo dos combustíveis fósseis e a necessidade de estabelecer políticas energéticas que promovam um futuro sustentável, levaram a um aumento significativo de integração de unidades de produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis.

Nos últimos anos, as questões ambientais têm assumido uma elevada importância tendo sido estabelecidos vários acordos a nível europeu [2] e a nível mundial [3] com o objectivo de aumentar a integração de energias renováveis e promover a eficiência energética de forma a reduzir as emissões de gases prejudiciais ao meio ambiente.

Devido às políticas energéticas adoptadas por vários países, tem-se registado um aumento significativo na integração de fontes de energia renováveis, destacando-se o crescimento da energia eólica e solar que desde 2005 apresentam uma taxa de crescimento média de 26% e 50% por ano, respectivamente [4]. Entre estes dois tipos de energia, a energia eólica apresenta um maior nível de integração graças ao desenvolvimento actual da tecnologia utilizada e ao custo dos equipamentos, o que permite competir com as unidades de produção a partir de combustíveis fósseis. A energia solar ainda apresenta uma tecnologia com custos elevados, justificando assim a potência mundial instalada de aproximadamente 40 GW contra

os cerca de 195 GW de energia eólica. Desta forma, a energia eólica destaca-se como uma das energias renováveis com níveis de integração mais elevados a nível mundial [4].

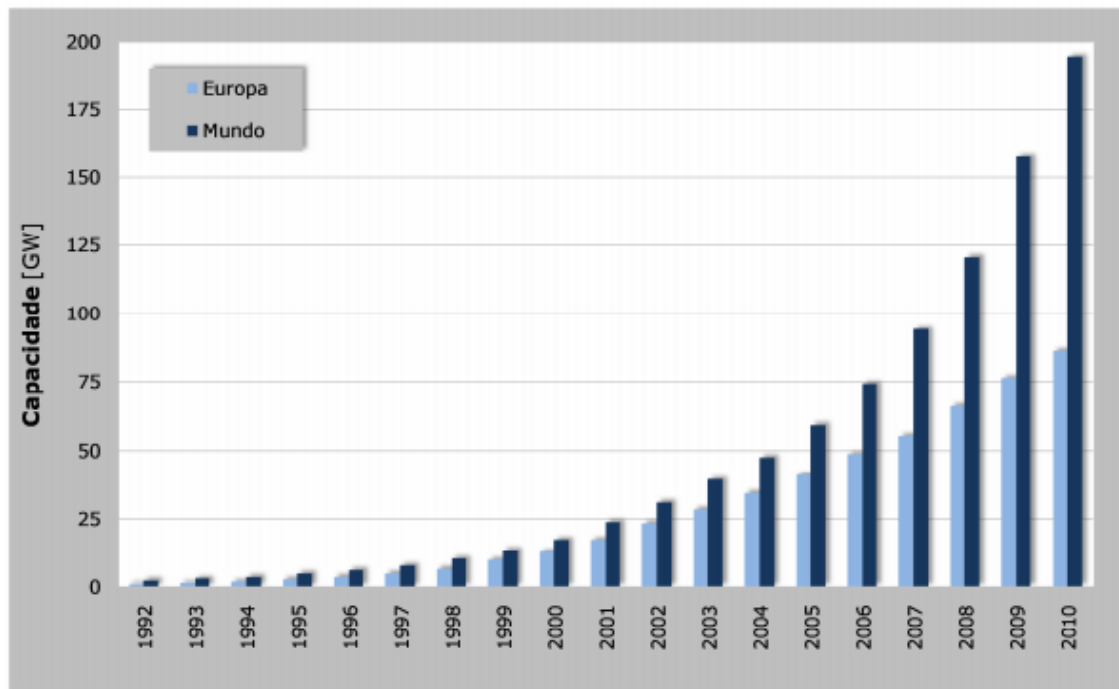


Figura 1.1 - Evolução da potência eólica instalada [5].

Em 2010 assistiu-se a uma mudança no mercado da energia eólica dado que, pela primeira vez, as economias emergentes (China e Índia) ultrapassaram as economias mais desenvolvidas (Europa e América do Norte) em termos de capacidade anual instalada [6]. Para esta mudança contribuiu principalmente a China que em 2010 se tornou no país com maior potência instalada ultrapassando os Estados Unidos da América. Portugal ocupa o décimo lugar em termos mundiais no que respeita à potência total instalada [5], [6].

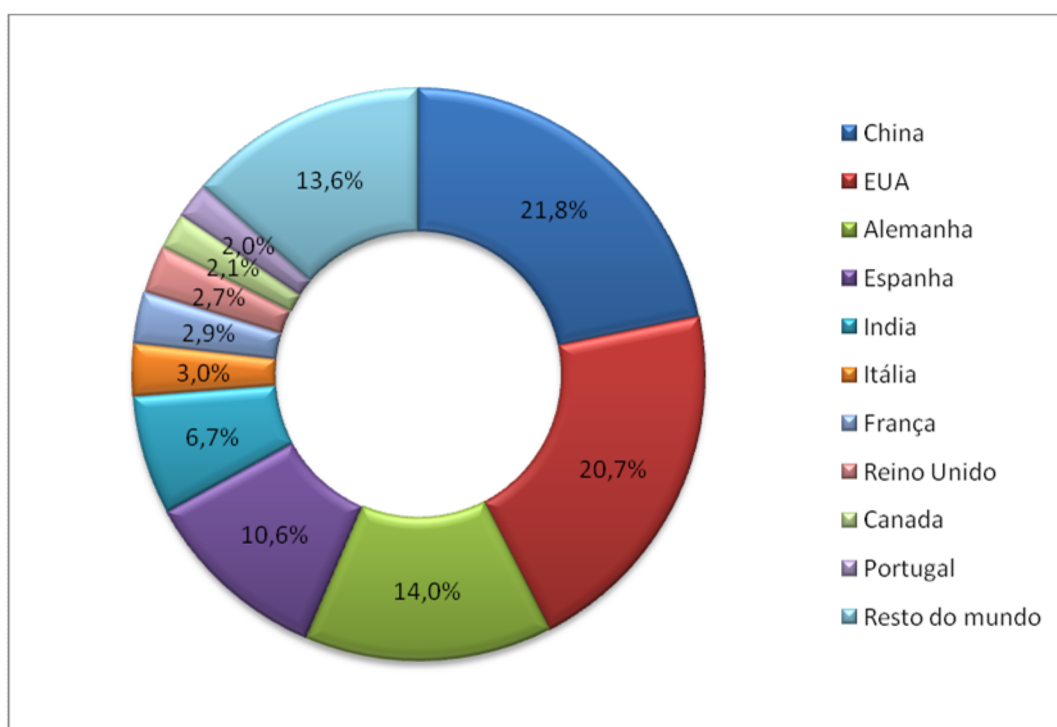


Figura 1.2 - Potência eólica instalada [5], [6].

Atendendo a este crescente nível de integração e aos objectivos de integração definidos para os próximos anos, vários estudos têm sido desenvolvidos com o objectivo de avaliar o impacto que este tipo de produção terá para a segurança de operação do sistema eléctrico e para a qualidade de serviço. Em simultâneo, têm sido estudados e definidos requisitos que os sistemas de produção são obrigados a cumprir de forma a permitir o crescimento da sua integração, tendo por objectivo mitigar perturbações sobre o funcionamento do sistema eléctrico e contribuindo para o seu bom funcionamento através do fornecimento de diversos serviços de sistema, tal como acontece com as centrais convencionais. Estes requisitos vieram impor novos desafios à indústria de aerogeradores que começou a desenvolver novas funcionalidades de controlo de forma a que estes possam cumprir os requisitos de funcionamento impostos.

A introdução de máquinas de velocidade variável e o desenvolvimento da electrónica de potência permitiram aumentar a potência instalada e a energia produzida por parte dos aerogeradores. Associando este facto ao aumento contínuo da quantidade de energia eólica integrada nas redes, esta torna-se responsável pelo fornecimento de uma parte significativa da energia eléctrica consumida. Isto implica que a saída de serviço de alguns aerogeradores provoquem um elevado défice de produção no sistema eléctrico. Assim, a ocorrência de defeitos que possam retirar os aerogeradores de serviço passaram a ter uma maior importância nos estudos de integração destes sistemas nas redes. A ocorrência de curto-circuitos e consequente redução do valor da tensão podem levar à saída de serviço dos parques eólicos, podendo originar [7]:

- Variações de frequência que levem à actuação dos sistemas de deslastre de cargas ou de grupos geradores, que poderão levar ao colapso parcial ou total do sistema, principalmente em redes isoladas;

- Congestionamentos em alguns ramos da rede que podem levar à sua saída de serviço.

Com a crescente integração de energia eólica nas redes, verifica-se que, em alguns países, esta já é responsável pela produção de uma parte significativa da energia eléctrica consumida. Este facto tem originado a desclassificação de algumas centrais convencionais de forma a acomodar a energia eólica. No entanto, as centrais convencionais, para além da produção de energia eléctrica, são também responsáveis pelo fornecimento de serviços de sistema. Com a desclassificação de algumas centrais convencionais para a acomodação da energia eólica, a capacidade de controlo do sistema eléctrico fica assim reduzida. Então, é necessário dotar os aerogeradores de sistemas de controlo que permitam o fornecimento de alguns desses serviços de sistema. Actualmente, um dos principais desafios relacionados com a introdução da energia eólica nas redes assenta nas dificuldades de controlo de potência activa/frequência. Isto deve-se ao facto de os aerogeradores actuais estarem equipados com máquinas de velocidade variável ligadas à rede através de conversores electrónicos, com o objectivo de maximizar a energia produzida. No entanto, a utilização deste tipo de sistemas de conversão implica um desacoplamento entre a frequência do gerador e a frequência da rede, impedindo que este responda às variações de frequência da rede. Sendo assim, é necessário dotar os aerogeradores de sistemas de controlo que permitam emular a resposta inercial característica das máquinas síncronas ligadas directamente à rede e participar na regulação primária de frequência.

1.2 - Objectivos da dissertação

Os trabalhos de investigação realizados nesta dissertação têm como objectivo principal o desenvolvimento de malhas de controlo que permitam emular a resposta inercial intrínseca das máquinas síncronas convencionais e que não é possível obter dos aerogeradores com sistema de velocidade variável e conversor integral devido ao desacoplamento entre a frequência do gerador e a frequência da rede, dado que entre o gerador e a rede existe uma ligação em corrente contínua. Serão também desenvolvidas malhas de controlo que possibilitem a regulação primária de frequência, criando uma reserva de potência que permita a injeção de uma potência adicional de forma a responder às reduções de frequência. Podem ainda ser definidos objectivos intermédios que serão cumpridos ao longo do período de trabalho:

- Estudo dos sistemas de conversão de energia eólica, em especial a máquina síncrona de velocidade variável com conversor integral: familiarização com as diferentes tecnologias de sistemas de conversão de energia eólica de velocidade fixa e variável, incluindo os principais aspectos de funcionamento e controlo dos mesmos;

- Estudo dos modelos matemáticos de um sistema de conversão de energia eólica equipado com máquina síncrona de velocidade variável e conversor integral: estudo dos modelos matemáticos associados à turbina eólica propriamente dita, à máquina síncrona de velocidade variável e ao sistema de conversão baseado em electrónica de potência para o acoplamento à rede;
- Identificação de estratégias de controlo que permitam dotar estas máquinas de capacidade de emulação inercial e de controlo primário de frequência: a exploração da capacidade de resposta inercial baseia-se na redução temporária da velocidade de rotação da máquina para permitir uma injeção adicional de potência na rede mediante a transformação de energia cinética em energia eléctrica; O controlo primário de frequência baseia-se na colocação da máquina num ponto de funcionamento abaixo do valor máximo de potência que em cada momento pode ser extraído do vento, conferindo-lhe a capacidade de fornecer reserva primária;
- Validação e teste das estratégias propostas mediante simulação numérica: as diferentes estratégias de controlo serão testadas por simulação numérica e o interesse da sua utilização será avaliado mediante a análise do comportamento dinâmico de uma rede de teste em face de perturbações.

Os modelos de controlo serão implementados em *software* Matlab/Simulink e o seu desempenho será avaliado com recurso a uma rede de teste implementada no mesmo *software* a partir de uma simulação numérica.

1.3 - Motivação para a realização da dissertação

A integração de fontes de energia renovável nas redes eléctricas tem vindo a aumentar nos últimos anos de forma a cumprir os objectivos estabelecidos para a redução da dependência de combustíveis fósseis e consequente redução das emissões de CO₂. De entre as várias fontes de energia renovável utilizadas, a energia eólica apresenta um elevado nível de integração graças ao estado de desenvolvimento da tecnologia e ao custo de instalação e produção, o que permite competir com as unidades de produção convencionais. O desenvolvimento dos geradores de velocidade variável e da electrónica de potência permitiu aumentar a produção de energia por parte dos aerogeradores, aumentando assim a sua importância no sistema eléctrico. No entanto, para continuar com o aumento da integração de energia eólica, é necessário desclassificar algumas centrais convencionais, perdendo-se alguma capacidade de controlo do sistema eléctrico, principalmente no que se refere ao controlo de potência activa/frequência. Torna-se então necessário desenvolver novas funcionalidades de controlo que permitam aos aerogeradores a contribuição para a segurança do sistema eléctrico e para a qualidade de serviço.

A utilização de máquinas de velocidade variável com conversor integral permitiu aumentar a energia eléctrica produzida mas implicou um desacoplamento entre a máquina e a rede, impedindo assim uma resposta natural aos desvios de frequência. Com a energia eólica a adquirir cada vez mais importância no sistema eléctrico, é esperada uma diminuição da inércia global do sistema dificultando o controlo de frequência/potência nas redes. Assim,

é imposta aos fabricantes de aerogeradores a necessidade de desenvolver novas funcionalidades de controlo que permitam emular a resposta inercial e participar na regulação de frequência.

Considerando os desafios impostos à indústria de produção de aerogeradores, os objectivos desta dissertação vão de encontro às necessidades actuais do mercado de energia eólica o que implica que esta dissertação se torne um trabalho interessante e motivador.

1.4 - Estrutura da dissertação

Este documento está organizado em 6 capítulos estando os seus conteúdos descritos de forma resumida nesta secção.

No capítulo 1 é demonstrada a importância da integração de energias renováveis no sistemas eléctrico e é apresentada a evolução da integração da energia eólica e suas características principais. São ainda definidos os objectivos da dissertação e a motivação para a realização da mesma.

No capítulo 2 apresenta-se a evolução da tecnologia utilizada na produção de electricidade através da energia eólica e as tecnologias existentes actualmente ao nível dos equipamentos que compõem os aerogeradores.

No capítulo 3 faz-se uma análise aos códigos de rede de diferentes países com especial destaque para os requisitos impostos em relação à resposta inercial e ao controlo primário de frequência. É ainda feita uma análise aos trabalhos efectuados por outros autores sobre o controlo inercial e a regulação primária de frequência nos geradores eólicos.

No capítulo 4 é feita a modelização matemática dos diversos componentes do aerogerador (turbina, gerador e conversores) e é apresentada a estratégia e os modelos de controlo adoptados para o controlo inercial e o controlo primário de frequência.

No capítulo 5 são apresentados e analisados os resultados obtidos pelas simulações numéricas dos modelos numa rede de teste.

No capítulo 6 faz-se uma análise geral do trabalho desenvolvido apresentando as conclusões obtidas e os possíveis desenvolvimentos que possam complementar o trabalho realizado nesta dissertação.

Capítulo 2

Sistemas de conversão de energia eólica

2.1 - Introdução

A energia eólica é usada desde a antiguidade para mover os barcos à vela e para fazer rodar as pás dos moinhos de vento e dos aeromotores, utilizados na moagem dos grãos e na bombagem de água, respectivamente. No entanto, em 1887 o aproveitamento da energia eólica assumiu um interesse ainda maior quando Charls F. Brush construiu aquele que é considerado o primeiro aerogerador para produção de electricidade [8].

Ao longo dos anos assistiu-se a uma evolução tecnológica ao nível da construção dos aerogeradores, o que permitiu aumentar a eficiência e a potência instalada. Nos últimos anos, o desenvolvimento das máquinas de velocidade variável e da electrónica de potência colocaram os aproveitamentos de energia eólica num novo patamar de importância para o sistema eléctrico, levando a que, em alguns países, os parques eólicos sejam responsáveis por uma elevada percentagem da energia eléctrica total produzida. Devido a este elevado nível de integração e ao aumento esperado para os próximos anos, começaram a ser impostos requisitos de funcionamento que os aerogeradores devem cumprir para que seja garantida a segurança de operação da rede. Alguns desses requisitos traduzem-se em diferentes serviços de sistema que os sistemas de conversão baseados em energia eólica têm que fornecer de forma a que possam substituir em segurança parte da produção proveniente das centrais convencionais.

Neste capítulo será abordada a evolução dos aerogeradores, principalmente em relação aos seus aspectos construtivos, e serão analisadas as tecnologias mais recentes, que representam actualmente as soluções utilizadas na construção dos aerogeradores.

2.2 - Tecnologias de conversão de energia eólica

Tal como foi dito na secção anterior, o primeiro gerador eólico foi construído em 1887 e possuía um rotor com 17 m de diâmetro constituído por 144 pás montado numa torre com 18 m de altura. Apesar das dimensões consideráveis, a baixa velocidade de rotação limitava a potência a 12 kW. Nos anos seguintes foram desenvolvidos alguns modelos de aerogeradores

eólicos mas em 1957, Johannes Jull projectou um aerogerador de 200 kW, com um rotor de eixo horizontal constituído por 3 pás de 24 m de diâmetro, que constituiu um marco importante na evolução das gerações seguintes de aerogeradores [8]. O investimento em programas de investigação e desenvolvimento proporcionaram uma evolução contínua dos aerogeradores, existindo actualmente máquinas com uma potência de 7,5 MW [9]. O aumento da potência nominal dos aerogeradores traduz-se num melhor aproveitamento das infra-estruturas, permitindo assim uma redução nos custos de instalação dos equipamentos e na produção de electricidade.

Actualmente a oferta comercial de turbinas eólicas de grande potência convergiu para uma certa uniformização, uma vez que a maioria dos fabricantes apresentam turbinas de eixo horizontal com rotores de 3 pás colocados a montante da torre. As diferenças entre os fabricantes consistem nas soluções tecnológicas adoptadas, nomeadamente nos materiais utilizados na construção das torres e das pás, nos sistemas de controlo, na existência ou não de caixa de velocidades e nos sistemas de conversão de energia mecânica em energia eléctrica [8].

Considerando os vários modelos de aerogeradores existentes actualmente, a disposição do rotor permite fazer uma divisão em duas classes: eixo vertical e eixo horizontal. As turbinas de eixo vertical não necessitam de ser orientadas conforme a direcção do vento, não necessitam de controlar o ângulo de ataque das pás e têm o sistema geração de electricidade localizado no solo, facilitando a manutenção. Em contrapartida, a turbina necessita de um accionamento inicial até atingir uma determinada velocidade que impulse as pás, as lâminas das pás são submetidas a forças alternadas o que provoca alguma fadiga mecânica e o facto de a base estar localizada junto ao solo faz com que se verifiquem velocidades de vento muito baixas junto à base, diminuindo a eficiência. Actualmente, os inconvenientes das turbinas de eixo vertical e a maior maturidade tecnológica das turbinas de eixo horizontal faz com que estas sejam as mais usadas comercialmente [7].

Devido às perdas relacionadas com a conversão da energia eólica, nem toda a energia disponível no vento pode ser convertida em energia mecânica pela turbina. Existe assim um coeficiente de potência que corresponde à razão entre a potência mecânica disponível no eixo da turbina e a potência disponível no vento. O coeficiente de potência (C_p) é utilizado para caracterizar o desempenho dos aerogeradores. Normalmente, os fabricantes de aerogeradores caracterizam o desempenho de um determinado rotor eólico a partir de uma curva $C_p(\lambda)$ em que λ representa a razão de velocidade da pá (*"tip speed ratio"*, na literatura anglo-saxónica) e é definida por:

$$\lambda = \frac{wR}{v}, \quad (2.1)$$

em que:

- w é a velocidade angular mecânica da turbina (rad/s);
- R é o raio da área circular varrida pelo movimento das pás da turbina (m);
- v é a velocidade do vento (m/s).

Na figura 2.1 são ilustradas as curvas características de diferentes tipos de aerogeradores. Existe um valor máximo teórico para o coeficiente de potência igual a 0,593 (16/27) que será explicado no capítulo 4.

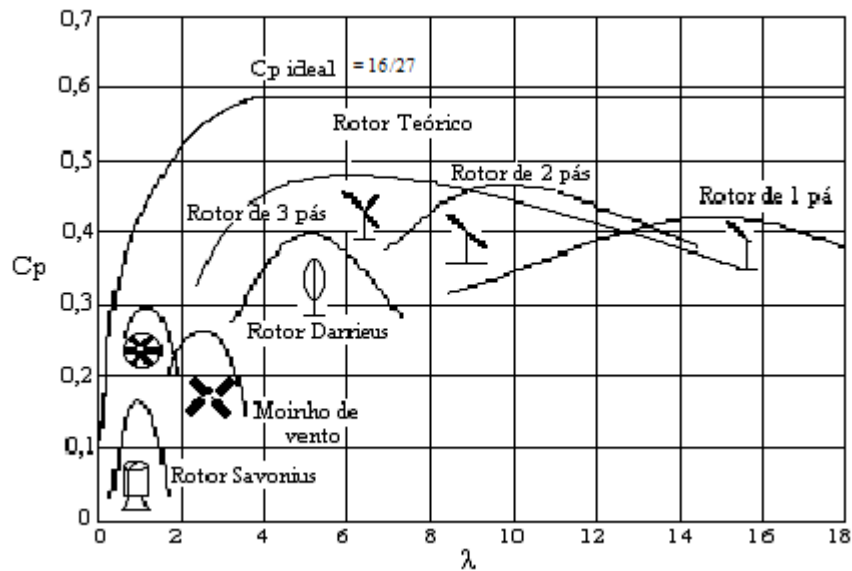


Figura 2.1 - Curvas características $C_p(\lambda)$ para diferentes rotores eólicos [10].

Analisando a figura 2.1, pode ser feita uma divisão dos tipos de rotores eólicos em dois conjuntos. O conjunto dos rotores rápidos é composto pelos rotores de uma, duas e três pás e pelo rotor Darrieus, que se caracterizam por uma razão de velocidade da pá elevada e um elevado rendimento. Os restantes rotores apresentam uma razão de velocidade da pá baixa e um baixo rendimento, associados a um binário elevado [10]. Através da figura 2.1 é ainda possível verificar que cada aerogerador apresenta limites de funcionamento que ao serem ultrapassados comprometem fortemente o desempenho e a segurança do sistema de conversão. Para velocidades de vento muito baixas, a energia do vento não é suficiente para manter a pá a rodar e por isso o aerogerador não se mantém em funcionamento. Para velocidades de vento muito elevadas, a turbina é desligada por razões de segurança. Sendo assim, é necessário implementar sistemas de controlo que garantam a segurança de funcionamento do aerogerador.

2.3 - Controlo aerodinâmico das turbinas

Ao longo do processo de desenvolvimento dos aerogeradores, foram implementadas soluções que permitiram controlar a energia captada do vento. Durante os últimos cinquenta anos tem sido aplicado o controlo de variação do ângulo de passo das pás (*"pitch control"*, na literatura anglo-saxónica). Mais recentemente tem sido utilizado o controlo do tipo *stall*-activo. Para turbinas com um valor pequeno de potência nominal é utilizado o controlo do tipo *stall*-passivo.

O controlo do tipo *stall*-passivo tira partido do perfil das pás da turbina. Quando a velocidade do vento é superior à velocidade nominal, o perfil das pás faz com que estas entrem em perda aerodinâmica, limitando assim a energia extraída do vento. Desta forma, a estratégia de controlo assenta exclusivamente no projecto aerodinâmico das pás e, por isso, é denominado de controlo passivo. Na figura 2.2 é possível verificar o funcionamento do controlo do tipo *stall*-passivo em que se nota a diminuição da potência eléctrica produzida pelo aerogerador para velocidades de vento superiores à nominal.

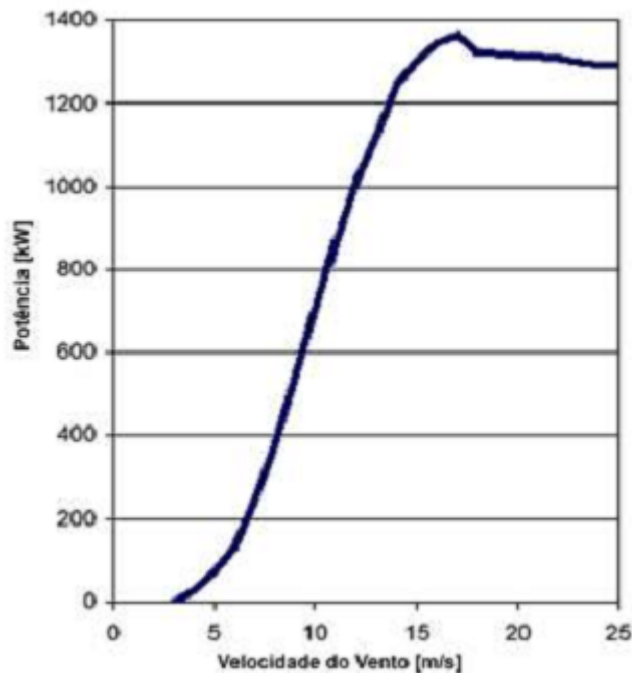


Figura 2.2 - Comportamento do controlo do tipo *stall-passivo* para um aerogerador com uma potência nominal de 1.3 MW [7].

O controlo do tipo *stall-passivo* apresenta as seguintes características:

- Método simples, robusto e de baixo custo;
- Não necessita de controlo para modificar o ângulo das pás pois estas estão fixas;
- Baixa manutenção devido à inexistência de peças móveis;
- A maior complexidade consiste no desenho aerodinâmico das pás.

O *pitch control*, representado na figura 2.3, baseia-se na regulação do ângulo de passo das pás (β). Neste caso, existe um dispositivo mecânico que faz rodar as pás em torno do seu eixo longitudinal com uma variação entre 0° e 90° , alterando a superfície frontal da pá que capta a energia do vento. Assim, quando a potência produzida ultrapassa o valor nominal, o ângulo das pás aumenta de forma a diminuir a energia do vento captada. Para qualquer valor acima da potência nominal, o ângulo é ajustado de forma a que a potência produzida se mantenha no valor nominal. Quando a velocidade do vento regressa abaixo do valor nominal, o ângulo das pás é novamente colocado no valor inicial. O *tip speed ratio* é função do ângulo das pás pelo que o coeficiente de potência pode ser controlado através do controlo do *pitch*. No entanto, este tipo de controlo apresenta algumas limitações em relação ao tempo de actuação, dado que a rotação das pás se trata de um processo mecânico.

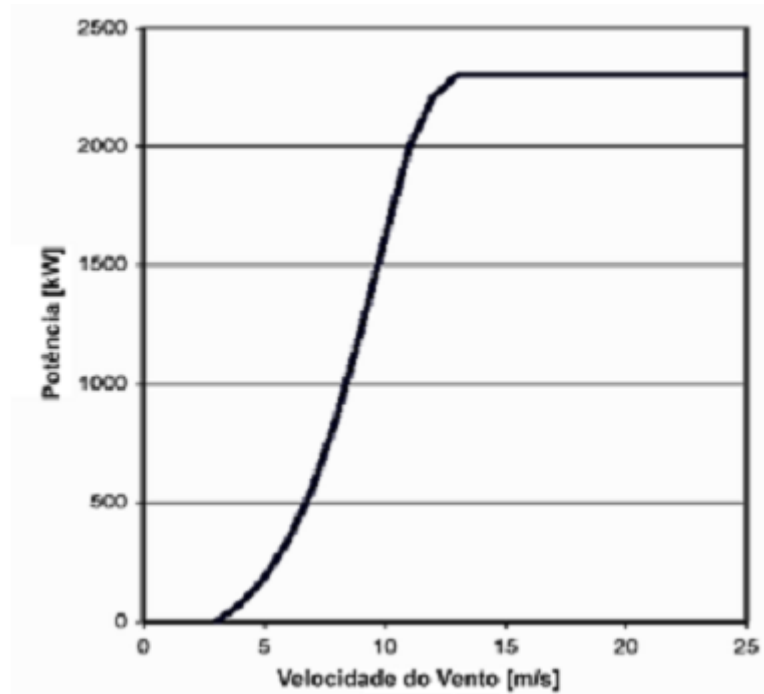


Figura 2.3 - Comportamento do controlo do tipo *pitch-control* para um aerogerador com uma potência nominal de 2.3 MW [7].

O controlo do tipo *pitch-control* apresenta as seguintes características:

- Controlo mais preciso da potência para todas as gamas de velocidade de vento;
- Redução dos esforços mecânicos e dos efeitos de fadiga na turbina;
- Auxílio aos processos de arranque e paragem da turbina, permitindo o embalamento do rotor enquanto a velocidade do vento é baixa e a colocação das pás na posição de embandeiramento para velocidades de vento elevadas, dispensando assim o travão aerodinâmico;
- Sistema de controlo mais complexo e com um custo mais elevado comparativamente ao *stall-passivo*.

O controlo do tipo *stall-activo*, representado na figura 2.4, utiliza características dos dois tipos de controlo referidos anteriormente, tentando combinar as vantagens do controlo de *pitch* com a robustez da regulação passiva. Também neste caso as pás da turbina podem rodar em torno do seu eixo longitudinal, com uma rotação entre 0° e -6°, existindo ainda uma perda aerodinâmica quando a velocidade nominal do vento é ultrapassada. A diferença entre este tipo de regulação das pás e o *pitch-control* é que neste caso, quando a velocidade de vento nominal é ultrapassada, as pás da turbina rodam de forma a aumentar a superfície frontal em relação ao vento, induzindo o efeito de perda aerodinâmica.

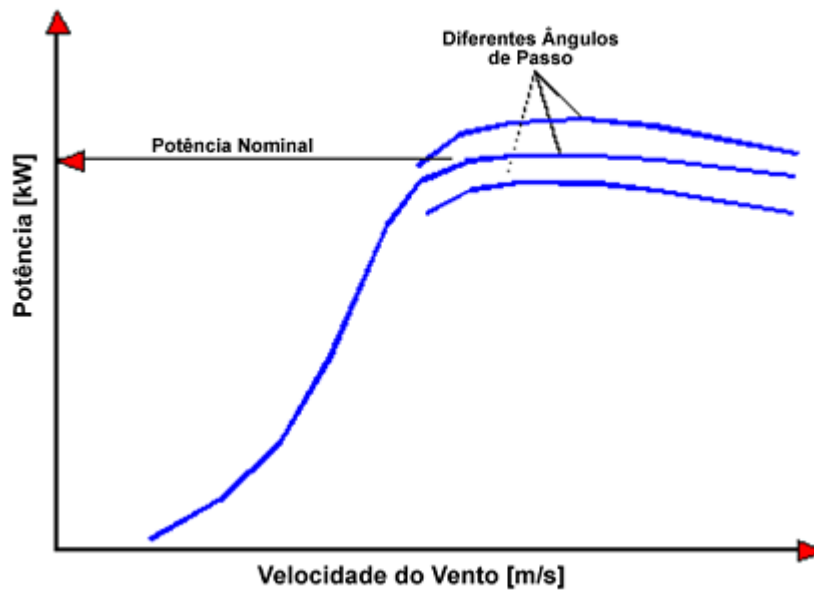


Figura 2.4 - Comportamento do controle do tipo stall-activo [7].

A regulação activa com perda aerodinâmica apresenta as seguintes características:

- Necesita de um pequeno número de mudanças do ângulo de passo;
- O controlo do ângulo das pás permite uma maior precisão na regulação da potência extraída do vento.

2.4 - Sistemas eólicos ligados às redes eléctricas

Os sistemas de aproveitamento de energia eólica existentes actualmente podem ser classificados de acordo com as suas dimensões e aplicações. Assim, existem sistemas de pequena dimensão, sistemas híbridos de média dimensão e sistemas de grande dimensão.

Os sistemas de pequena dimensão possuem níveis de potência entre 25 W a 10 kW e são utilizados de forma autónoma. Trata-se de um tipo de sistema bastante dispendioso, principalmente devido à necessidade de armazenagem de energia e que é utilizado para alimentar pequenas cargas, principalmente em locais remotos onde não existe possibilidade de ligação à rede eléctrica. São utilizados em sistemas de bombagem de água, aquecimento, pequenos sistemas para recarga de baterias e na alimentação de equipamentos de comunicação em zonas remotas, onde o benefício compensa os custos suportados [7].

Os sistemas híbridos de média dimensão combinam aerogeradores com outros sistemas de produção, tipicamente fotovoltaicos, diesel ou hídricos. Actualmente apresentam potências entre as centenas de kW e alguns MW e são utilizados no fornecimento de energia eléctrica a populações em áreas isoladas da rede ou em ilhas onde a exploração de recursos renováveis se torna interessante. No caso do sistema híbrido diesel-eólico, a energia do vento é utilizada sempre que está disponível, compensando a energia em falta através do sistema diesel. Esta combinação permite poupanças elevadas em relação ao combustível que seria utilizado se apenas existisse a central a diesel. No entanto, a utilização da energia eólica em sistemas isolados provoca um aumento de complexidade na exploração do sistema eléctrico, dado que

se trata de um recurso volátil, difícil de prever e que necessita de margens de reserva adequadas para compensar as variações de vento [7]. Em redes isoladas, o número de geradores é reduzido, o que implica pouca capacidade para a regulação de frequência. Ao introduzir sistemas de energia eólica nessas redes, é necessário retirar de funcionamento algumas das máquinas convencionais com capacidade de controlo de frequência para acomodar a energia eólica. Desta forma o sistema fica mais vulnerável a variações de carga ou produção, dada a menor capacidade de regulação.

Os sistemas de grande dimensão são os mais utilizados actualmente para a produção de energia eléctrica. Os aerogeradores são dispostos em grupos formando parques eólicos que podem atingir potências instaladas de algumas centenas de MW. Devido à elevada potência instalada, este tipo de sistemas é ligado à rede de média tensão (MT), alta tensão (AT) ou muito alta tensão (MAT) [7]. Como este tipo de sistemas faz parte das redes continentais, existe nessas redes um número elevado de geradores com capacidade de fornecer serviços de sistema. No entanto, com o crescente aumento da integração de energia eólica, é necessário desclassificar algumas centrais convencionais para acomodar essa energia. Isto implica uma redução da capacidade de controlo do sistema eléctrico. Assim, torna-se necessário dotar os aerogeradores de capacidade para fornecer serviços de sistema.

2.5 - Principais topologias de produção de energia eléctrica

Os sistemas de produção de energia eléctrica utilizados nos aerogeradores variam de acordo com a sua dimensão e aplicação. Nesta secção serão abordadas apenas as topologias utilizadas nos aerogeradores de grande dimensão dado que são os mais utilizados actualmente e são os que têm interesse para esta dissertação. Assim, para aerogeradores de grandes dimensões, destacam-se 4 configurações principais que caracterizam a oferta comercial de turbinas eólicas desde a década de 1980 [7], [8], [11], [12]:

- Tipo A: sistema de velocidade constante;
- Tipo B: sistema de velocidade variável limitada;
- Tipo C: sistema de velocidade variável com conversor parcial;
- Tipo D: sistema de velocidade variável com conversor integral.

2.5.1 - Tipo A: sistema de velocidade constante

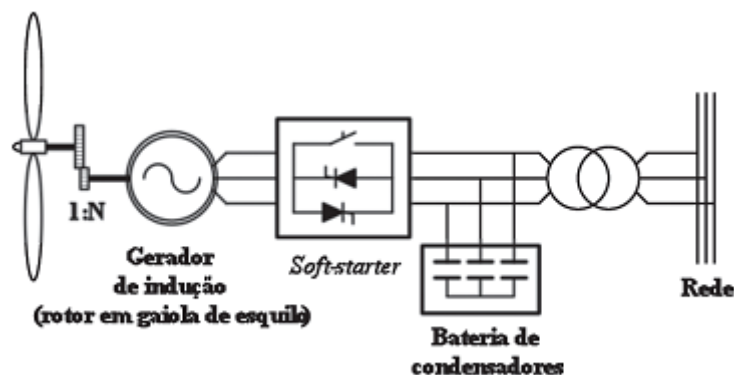


Figura 2.5 - Configuração típica do sistema de velocidade constante [8].

No início da exploração da energia eólica para produção de electricidade, os geradores de indução convencionais foram os mais utilizados devido ao facto de serem bastante robustos e apresentarem um baixo custo de construção e exploração. Consistiam em geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo ligados directamente à rede, pelo que a velocidade de rotação era imposta pela frequência da rede tendo em conta o número de pólos e o limite de variação do deslizamento (1 a 2%) [12]. Dado que a turbina eólica funciona a baixa velocidade de rotação, é necessária a utilização de uma caixa de velocidades para colocar o gerador a funcionar a uma velocidade próxima (superior) da velocidade de sincronismo. A operação a velocidade constante implica que exista um único ponto de operação onde a potência de saída é máxima. Isto significa que existe apenas um determinado valor de velocidade de vento em que a turbina funciona com a máxima eficiência. Para as restantes velocidades de vento existe uma perda de eficiência, como se pode verificar pela figura 2.6.

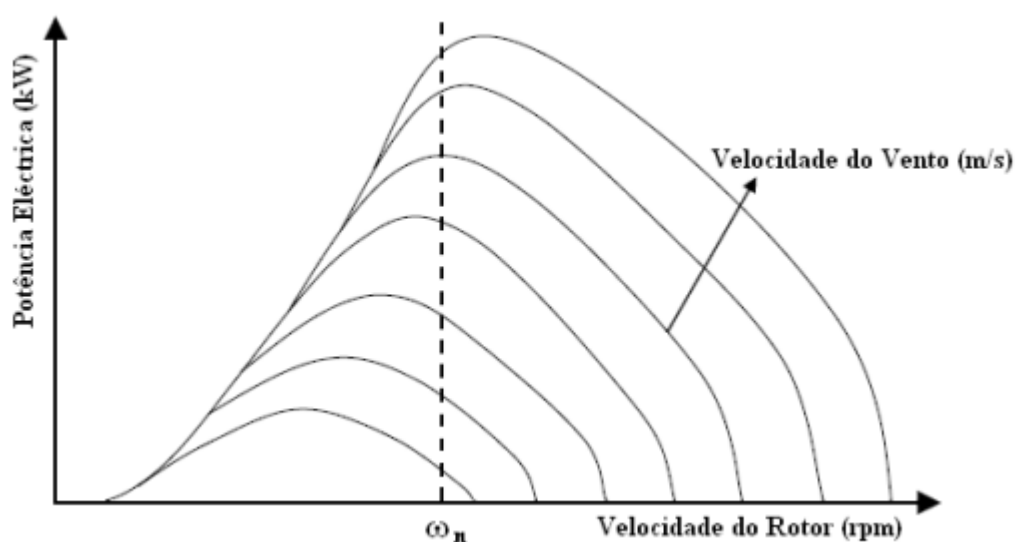


Figura 2.6 - Característica de uma turbina eólica operando a velocidade constante [12].

De forma a aumentar a eficiência, alguns fabricantes adoptaram soluções que suportam a operação do sistema a duas velocidades [8], [12]. Neste conceito são utilizados dois geradores de indução com rotor em gaiola de esquilo com um número diferente de pólos ou um gerador com comutação do número de pólos. A utilização desta estratégia permite aumentar a eficiência da turbina, como se pode comprovar através da figura 2.7.

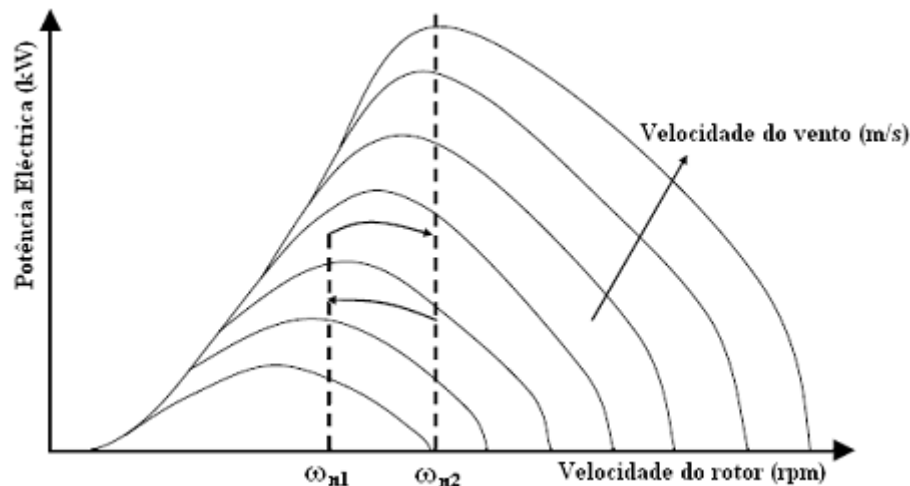


Figura 2.7 - Característica de uma turbina eólica operando a duas velocidades [12].

No entanto, o ajuste da velocidade não é efectuado de forma contínua implicando uma elevada carga mecânica no sistema. A utilização de dois geradores, ainda que de menores dimensões, ou a bobinagem do estator de forma a ser possível alterar o número de pólos, implica um acréscimo de custos para o sistema [12].

A utilização de geradores funcionando a velocidade fixa ou a duas velocidades apresenta uma maior simplicidade no sistema de controlo e a utilização do gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo apresenta vantagens ao nível dos custos de instalação e exploração. A inclusão do sistema de arranque suave representa outra vantagem pois permite limitar a corrente de arranque associada às máquinas assíncronas. Por outro lado, a utilização da caixa de velocidades provoca fadiga nos componentes mecânicos e aumenta as perdas na transmissão da potência mecânica ao gerador. A ligação directa à rede implica que a variação da velocidade do vento seja convertida em variações na potência entregue à rede, assim como as perturbações existentes na rede são transmitidas ao aerogerador. Este último facto tem uma grande importância no sistema eléctrico aquando da ocorrência de um curto-circuito. Na fase de recuperação a seguir ao curto circuito, o gerador absorve uma elevada quantidade de potência reactiva de forma a restabelecer o campo magnético e voltar à condição normal de operação. Apesar da introdução de baterias de condensadores para compensar a potência reactiva requerida, estes componentes contribuem com pouca potência devido à redução da tensão aos terminais do gerador, o que faz com que a maior parte da potência reactiva seja fornecida pela rede [12]. No entanto, em regime de funcionamento normal, a bateria de condensadores permite fornecer energia reactiva à rede. Para a limitação de potência neste tipo de máquinas é mais usado o controlo do tipo *stall-passivo*, podendo existir também o controlo de *pitch* e *stall-activo* em alguns casos.

2.5.2 - Tipo B: sistema de velocidade variável limitada

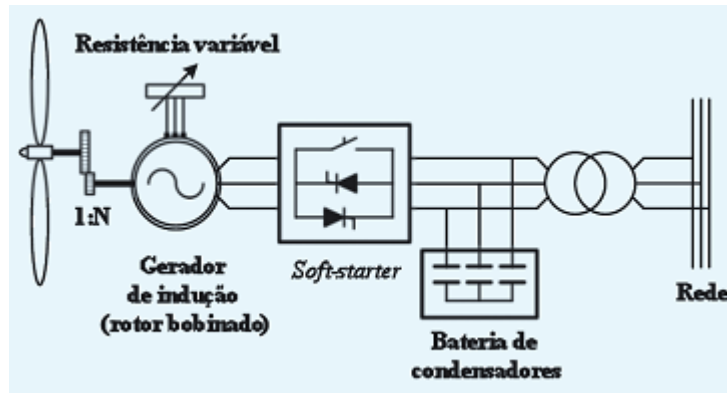


Figura 2.8 - Configuração típica do sistema de velocidade variável limitada [8].

Com o objectivo de diminuir a carga mecânica e aumentar a eficiência do sistema, o fabricante dinamarquês Vestas desenvolveu, em meados da década de 1990, o conceito de sistema de velocidade variável limitada. Neste sistema, a turbina eólica é equipada com um gerador de indução de rotor bobinado ligado a uma resistência variável, controlada através de um conversor electrónico de potência de modo a controlar a resistência do rotor [8]. No gerador de indução de rotor bobinado, para cada binário, o deslizamento aumenta à medida que aumenta a resistência dos enrolamentos do rotor. Sendo assim, a modificação da resistência variável permite aumentar o deslizamento até cerca de 10%, permitindo uma ligeira variação na velocidade de rotação e respectivo aumento da eficiência [12]. À semelhança do caso anterior, a utilização de uma bateria de condensadores permite fornecer energia reactiva à rede. Para a limitação da potência é usado o controlo de *pitch*. O conceito *Optislip*, nome comercial pelo qual este sistema ficou conhecido, apresenta uma solução simples para permitir variar ligeiramente a velocidade de operação. No entanto, a variação de velocidade é reduzida e o facto de a potência extraída do rotor ser dissipada na resistência variável são inconvenientes a ter em conta que, juntamente com todas as outras desvantagens dos geradores ligados directamente à rede, levaram os fabricantes a investir no desenvolvimento de novas técnicas.

2.5.3 - Tipo C: sistema de velocidade variável com conversor parcial

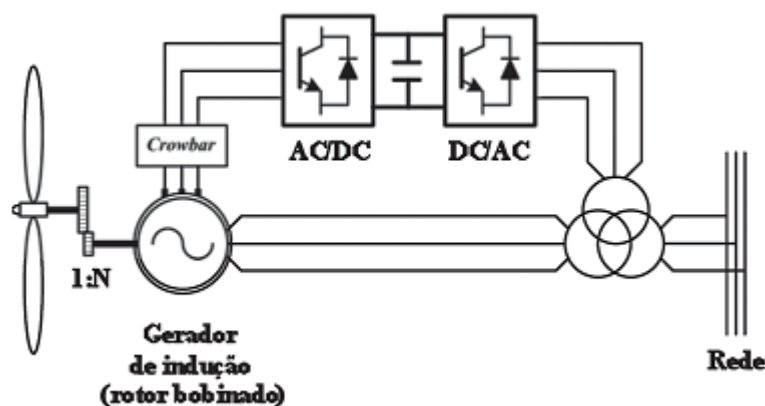


Figura 2.9 - Configuração típica do sistema de velocidade variável com conversor parcial [8].

Este tipo de sistema eólico consiste numa turbina eólica com controlo de *pitch* equipada com gerador de indução duplamente alimentado (*"Doubly Fed Induction Generator"*, na literatura anglo-saxónica). O gerador utilizado é um gerador de indução de rotor bobinado em que o termo "duplamente alimentado" deve-se ao facto de o estator estar ligado directamente à rede enquanto o rotor é ligado à rede através de um conversor electrónico de potência. Trata-se de um sistema de conversão AC/DC/AC em que o conversor ligado à rede opera à frequência do sistema eléctrico, enquanto que o conversor ligado ao rotor opera com frequência variável de acordo com a velocidade do aerogerador, permitindo assim uma variação de velocidade de 30% em torno da velocidade de sincronismo. O conversor utilizado apenas necessita de estar dimensionado para uma potência de 25 a 30% da potência nominal do gerador, dado que a conversão é parcial. A utilização do conversor permite ainda recuperar a energia de deslizamento, anteriormente dissipada na resistência auxiliar, e envia-la para a rede [12].

A introdução deste tipo de sistemas permitiu aumentar a eficiência na produção de energia eléctrica devido a um aumento na gama de variação da velocidade de rotação. Esta variação de velocidade permite também compensar as variações da velocidade do vento, melhorando a qualidade da energia entregue à rede. No entanto, o estator é ligado directamente à rede o que implica expor o aerogerador às perturbações existentes na rede. A necessidade de utilização de anéis colectores para transferir a potência do rotor para a rede representa também uma desvantagem deste sistema [8].

Apesar de apresentar alguns inconvenientes, o gerador de indução duplamente alimentado tem constituído uma solução bastante utilizada no equipamento dos aproveitamentos de energia eólica durante os últimos anos.

2.5.4 - Tipo D: Sistema de velocidade variável com conversor integral

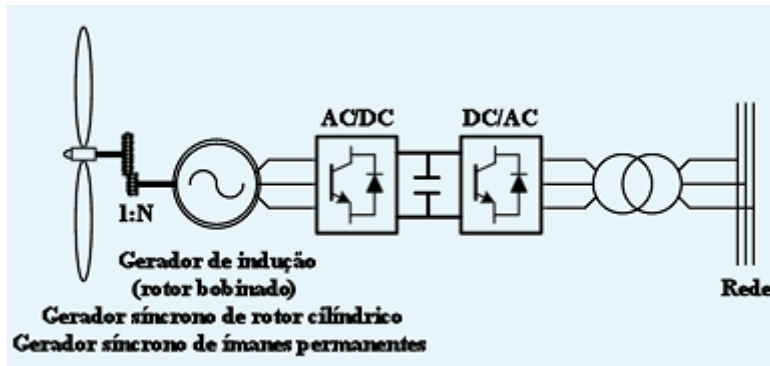


Figura 2.10 - Configuração típica do sistema de velocidade variável com conversor integral [8].

Este tipo de sistema eólico é composto por uma turbina com controlo do tipo *pitch-control*, equipada com um gerador ligado à rede através de um sistema de conversão electrónica de potência AC/DC/AC projectado para a potência nominal da máquina, acrescentando-se o sobredimensionamento necessário para fornecimento de potência reactiva à rede. A parte AC/DC, normalmente designada por conversor do lado do gerador, é responsável pelo controlo da velocidade do aerogerador de forma a maximizar a extracção de potência. A parte DC/AC, normalmente designada por conversor do lado da rede, permite controlar a injeção de potência activa na rede (fazendo o equilíbrio desta com a potência proveniente do conversor do lado da máquina mediante a tensão no *link* DC) bem como a potência reactiva enviada para a rede [7], [13]. A utilização de um conversor integral permite um desacoplamento total entre a frequência da rede e do gerador, permitindo ao aerogerador o funcionamento numa gama alargada de velocidade de rotação de forma a maximizar a extracção de potência para cada valor da velocidade do vento. Como se pode verificar pela figura 2.11, uma gama alargada de variação da velocidade de rotação permite que, para velocidades de vento entre o valor mínimo e o valor nominal, a turbina funcione sempre num ponto de máxima extracção de potência [12].

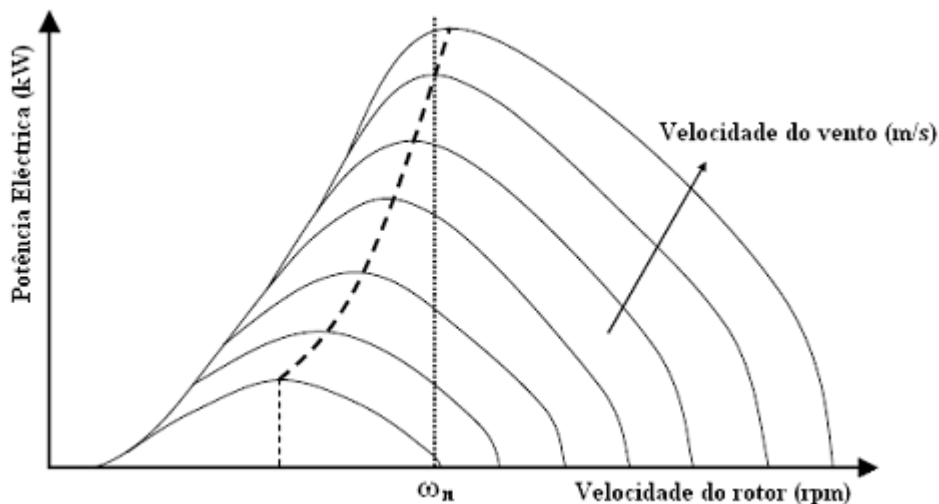


Figura 2.11 - Característica de uma turbina eólica operando a velocidade variável [12].

Neste tipo de aproveitamento de energia eólica podem ser utilizados geradores de indução ou geradores síncronos sendo que os geradores síncronos mais utilizados são os de excitação separada e os de ímanes permanentes [7].

No caso do gerador de indução com rotor bobinado, as suas características eléctricas podem ser controladas exteriormente, permitindo variar o deslizamento e consequentemente a velocidade de rotação. No entanto, a gama de variação de velocidade não é muito alargada e apresenta maior custo e menor robustez quando comparado com o rotor em gaiola de esquilo [7].

Actualmente, o gerador síncrono tem-se destacado nos aproveitamentos de energia eólica e, apesar de apresentar um custo mais elevado e maior complexidade de construção e controlo, possui grande vantagem sobre o gerador de indução relativamente à excitação e à possibilidade de abdicar da caixa de velocidades. A utilização de geradores síncronos com um número elevado de pólos permite operar a baixa velocidade de rotação, aumentando a eficiência do sistema e dispensando a utilização de caixa de velocidades. No entanto, um gerador síncrono com um número elevado de pólos apresenta um diâmetro também elevado o que, considerando que o gerador é colocado no cimo da torre, implica um aumento no peso a suportar pela torre assim como um aumento nos custos de instalação e transporte. Estas desvantagens são compensadas pela eliminação da caixa de velocidades, reduzindo o peso do sistema e as despesas com a manutenção, e pelo aumento da eficiência do sistema, devido à gama alargada de variação de velocidade e alto rendimento da máquina [7].

No caso do gerador síncrono com excitação separada, este não necessita de uma corrente reactiva magnetizante. A sua excitação é obtida através de um gerador DC ou de um conversor DC/DC ligado ao *link* DC do conversor integral, como se pode verificar pela figura 2.12. No entanto, a necessidade de um gerador ou conversor auxiliar para o circuito de excitação implica um aumento no custo desta solução [7].

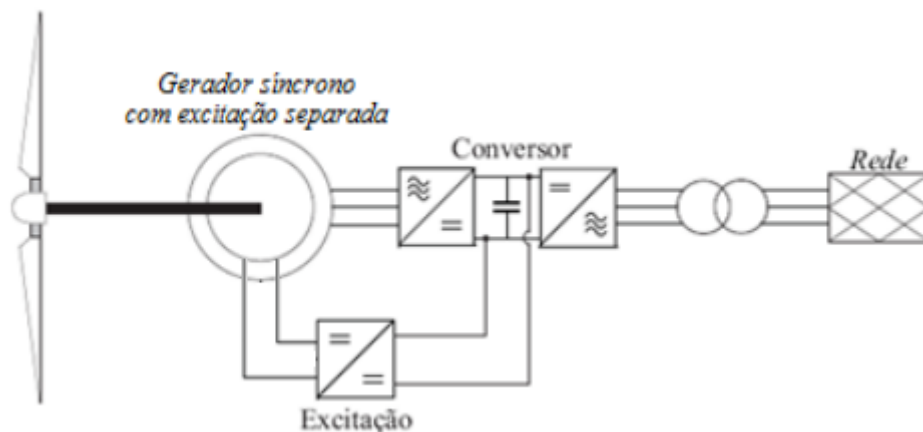


Figura 2.12 - Aerogerador equipado com máquina síncrona de excitação separada [7].

No caso do gerador síncrono de ímanes permanentes, este possui auto-excitação, obtida através dos ímanes permanentes, o que possibilita o funcionamento com elevado factor de potência, dispensando ainda o uso de anéis de deslizamento ou escovas para promover a sua excitação. A própria máquina apresenta um rendimento elevado permitindo uma redução de perdas de cerca de 25% em relação à máquina de indução [12]. A principal desvantagem deste tipo de tecnologia assenta no custo elevado dos materiais utilizados para produzir os ímanes

permanentes assim como a sua complexidade de construção. Outro problema associado aos ímanes permanentes é a sua sensibilidade à temperatura, podendo perder as suas características magnéticas em altas temperaturas, o que pode acontecer caso ocorra um defeito [12].

2.6 - Conclusão

As tecnologias de produção de energia eléctrica através da energia eólica sofreram uma grande evolução desde que foram criados os primeiros aerogeradores permitindo passar de uma potência de 12 kW para uma potência de 7,5 MW em cerca de 123 anos. Para atingir estes resultados foram necessárias evoluções ao nível dos aspectos construtivos dos aerogeradores, dos métodos de controlo, dos geradores eléctricos e da electrónica de potência.

Ao longo dos anos, o desenvolvimento dos aerogeradores dividiu-se em dois tipos de construção principais: eixo horizontal e eixo vertical. Actualmente, a exploração da energia eólica em grande escala apresenta-se como o método de exploração mais interessante economicamente tendo os aerogeradores de grandes dimensões convergido para uma configuração de eixo horizontal, sendo a turbina constituída por 3 pás e colocada na parte superior da torre. O desenvolvimento do controlo das pás permitiu controlar a energia captada pela turbina aumentando a segurança do aerogerador para velocidades de vento elevadas e possibilitando novas funcionalidades às pás da turbina como o auxílio à travagem e ao arranque do aerogerador.

Uma das evoluções mais importantes nos aerogeradores deve-se ao desenvolvimento da electrónica de potência. A introdução de conversores electrónicos nos sistemas de conversão de energia eólica, possibilitaram a exploração dos geradores de velocidade variável que, através de um desacoplamento total ou parcial entre a frequência do gerador e da rede, permitem uma extracção de potência mais eficiente para qualquer velocidade de vento entre o valor mínimo e o valor nominal. Para além disso, é ainda possível controlar a potência activa e reactiva injectada na rede, contribuindo de forma activa para o controlo do sistema eléctrico.

Em relação aos geradores utilizados, actualmente existem duas tecnologias que assumem um maior destaque no mercado da energia eólica: o gerador de indução duplamente alimentado e o gerador síncrono de ímanes permanentes. O gerador de indução apresenta-se como uma tecnologia já desenvolvida e com forte implementação no mercado, tendo sido complementado com uma configuração que permitiu o seu funcionamento a velocidade variável numa gama mais alargada. No entanto, continua a apresentar algumas desvantagens principalmente ao nível da excitação e da necessidade de caixa de velocidades. O gerador síncrono de ímanes permanentes é responsável pela sua excitação, obtida através dos ímanes permanentes, e a utilização de um número elevado de pólos permite o funcionamento a baixa velocidade de rotação, dispensando assim o uso da caixa de velocidades. É uma tecnologia ainda em crescimento no mercado e que está limitada principalmente pelo custo elevado do material necessário para construir os ímanes permanentes. No entanto, com a diminuição esperada nos custos de fabrico, o gerador síncrono de ímanes permanentes deverá tornar-se na tecnologia mais interessante para a exploração da energia eólica durante os próximos anos.

Capítulo 3

Resposta inercial e regulação de frequência

3.1 - Introdução

A evolução das tecnologias de conversão de energia eólica juntamente com a necessidade de aumentar a produção de energia eléctrica a partir de fontes de energia renovável tem levado a um crescente aumento de integração de geradores eólicos nas redes de vários países, atingindo em alguns deles uma percentagem significativa da energia eléctrica consumida. Na Europa, que é a região com maior potência instalada [6], destacam-se os casos da Dinamarca com 24% da energia eléctrica consumida proveniente da energia eólica, seguida de Portugal (14,8%), Espanha (14,4%), Irlanda (10,1%) e Alemanha (9,3%) [14].

Actualmente, a energia eólica produz mais de 5% da energia eléctrica consumida na Europa sendo previsto um aumento para 20% até 2020 [15]. Com baixos níveis de integração como os actuais e mesmo para os níveis esperados para 2020, os recursos existentes no sistema eléctrico actual permitem suportar esses níveis de integração sem comprometer a segurança dos sistema eléctrico e a qualidade da energia. No entanto, a experiência obtida nos países pioneiros na integração de energia eólica, como os referidos anteriormente, permitiu concluir que existe um limite máximo de integração nas redes actuais, não tanto por razões técnicas relativas à própria rede mas principalmente por falta de regulamentação relativa à produção de electricidade a partir da energia eólica [15]. Por isso, para os países onde a integração de energia eólica ainda se encontra na fase inicial, é importante perceber os problemas encontrados pelos outros países mais experientes para que se criem condições favoráveis a uma integração contínua de energia eólica nas redes.

O desenvolvimento tecnológico verificado nos últimos anos deu um grande contributo para o aumento de integração que se tem vindo a registar. A implementação de aerogeradores com maior potência instalada e maior eficiência na produção de energia eléctrica tornou a energia eólica mais competitiva em termos económicos e tecnológicos, permitindo rivalizar com as centrais convencionais. Sendo assim, seria esperada a substituição das centrais convencionais por centrais eólicas de potência equivalente. O problema é que as centrais convencionais não se limitam a fornecer energia eléctrica mas

também contribuem para o controlo do sistema eléctrico através do fornecimento de serviços de sistema, o que impede a sua substituição directa. No entanto, o desenvolvimento das máquinas de velocidade variável e da electrónica de potência permitiram que os aerogeradores actuais sejam capazes de fornecer esses mesmos serviços de sistema. Assim, um aerogerador actual é capaz de fornecer controlo de tensão, controlo de potência activa/frequência, emulação de inércia e de ter capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Isto significa que a tecnologia actual dos aerogeradores permite que estes funcionem como complemento às centrais convencionais no fornecimento de alguns serviços de sistema. Para que isso aconteça, é necessário estabelecer uma regulamentação adequada de forma a que a energia eólica contribua para a segurança e qualidade de serviço do sistema eléctrico.

Neste capítulo será feita uma breve referência aos diversos tipos de serviços de sistema actualmente exigidos aos geradores eólicos analisando os requisitos impostos pelos códigos de rede de alguns países em que estes serviços já se encontram regulamentados. Por fim, será feita uma análise aos trabalhos já desenvolvidos sobre emulação de inércia e controlo primário de frequência em geradores eólicos.

3.2 - Códigos de rede

Com o objectivo de operar o sistema eléctrico de forma segura e eficiente, todas as entidades ligadas à rede, quer sejam produtores ou consumidores, devem cumprir determinados requisitos técnicos, sendo que os requisitos impostos aos produtores são mais complexos, uma vez que eles são responsáveis pela maior parte das funções de controlo do sistema eléctrico. Estes requisitos técnicos também conhecidos por códigos de rede (*grid codes*, na literatura anglo-saxónica) são diferentes consoante os níveis de tensão e a dimensão do projecto mas têm em comum o objectivo de definir características técnicas que os sistemas de produção de energia eléctrica devem cumprir. Dos benefícios resultantes, destacam-se os seguintes [15]:

- Os operadores do sistema eléctrico podem estar seguros de que o seu sistema funcionará de acordo com a forma especificada qualquer que seja o tipo de produção ou tecnologia instalada;
- Os fabricantes dos equipamentos podem desenvolver as suas tecnologias de forma a que estas correspondam aos requisitos impostos;
- Se todos os fabricantes cumprirem os regulamentos, os promotores dos projectos de produção de energia eléctrica possuem uma gama mais alargada de fornecedores para escolher os equipamentos pretendidos.

No passado, a mesma empresa era responsável pelo planeamento e operação da rede. O acesso dos produtores à rede era também controlado por essas empresas e por isso os requisitos não eram definidos de forma clara. Com a separação dos vários serviços por diferentes empresas e a constituição de entidades reguladoras, o processo tornou-se mais claro e os requisitos melhor definidos. A introdução dos sistemas de produção de electricidade a partir de fontes de energia renovável veio complicar um pouco o funcionamento do sistema eléctrico porque este tipo de geração tem características diferentes dos geradores síncronos instalados nas centrais convencionais e ligados directamente à rede. Isto implicou que os requisitos definidos não se adequavam a este tipo

de geração e por isso seria necessário definir novos requisitos, principalmente para a energia eólica que era a que apresentava um maior aumento no nível de integração.

Actualmente, vários países possuem os seus códigos de rede sendo que uns têm requisitos específicos para os geradores eólicos enquanto que outros impõem as mesmas obrigações para todos os tipos de centrais. Se, por um lado, é correcto tratar todas as centrais da mesma forma, por outro lado, as centrais não têm todas a mesma influência no sistema eléctrico e por isso algumas deveriam ter requisitos específicos. Esta diversidade que se verifica em relação aos códigos de rede impõe aos fabricantes o desenvolvimento de soluções específicas para cada país o que dá origem a custos adicionais desnecessários. Por isso, a Associação Europeia de Energia Eólica propõe a criação de um código de rede europeu com uma uniformização dos requisitos impostos e um código específico para a energia eólica. A elaboração de um código europeu deve ser feita englobando os operadores de rede, os produtores, os comercializadores e os fabricantes de equipamento. Só assim se garante uma definição clara e ajustada dos requisitos a impor. As diferenças entre os códigos de rede dos vários países seriam apenas justificadas pelos requisitos técnicos específicos de cada sistema eléctrico, devido ao tamanho da rede, às ligações com redes de países vizinhos e ao mix energético [15].

Grande parte dos aerogeradores que se encontram actualmente em funcionamento não possuem grande capacidade para fornecer serviços de sistema. No entanto, os aerogeradores mais recentes são capazes de contribuir para o controlo do sistema eléctrico de forma semelhante às centrais convencionais. Torna-se então necessária a elaboração de códigos de rede que tirem partido das capacidades de controlo dos novos aerogeradores, permitindo uma integração mais eficiente de energia eólica durante os próximos anos.

Como já foi referido anteriormente, os códigos de rede variam de país para país. No entanto, os requisitos impostos podem ser agrupados em vários temas [15]:

- Tolerância de funcionamento;
- Controlo de tensão e potência reactiva;
- Controlo de potência activa e resposta a variações de frequência;
- Sistemas de protecção;
- Qualidade da energia fornecida;
- Comunicação e controlo externo.

3.2.1 - Tolerância de funcionamento

O requisito de tolerância de funcionamento define os limites entre os quais os geradores eólicos devem permanecer em funcionamento. São definidos os limites de tensão e frequência e a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão (“Fault Ride-Through”, na literatura anglo-saxónica). Relativamente à tensão e frequência são definidos limites máximos e mínimos de operação em regime permanente. Esses limites podem ser ajustados para variações rápidas. Em relação à sobrevivência a cavas de tensão, há alguns anos atrás, os operadores dos sistemas eléctricos impunham que os aerogeradores fossem desligados da rede em casos de defeito no parque eólico ou na própria rede em que o parque se encontrava ligado. Com o aumento de integração de energia eólica e o aumento de potência dos aerogeradores, a saída de serviço provoca uma perturbação ainda maior no sistema eléctrico devido à saída de serviço de grandes quantidades de produção. Por isso, actualmente os

códigos de rede definem limites de tensão e de tempo para os quais os aerogeradores devem manter-se em funcionamento [15].

Em Portugal, o regulamento das redes de transporte e distribuição [16] impõe que as instalações de produção eólica permaneçam ligadas à rede na ocorrência de desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5Hz e quando a componente inversa da corrente atinge até 5% da corrente nominal. É imposto também que as instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA permaneçam ligadas à rede durante cavas de tensão desde que a tensão da rede se encontre acima da curva apresentada na figura 3.1. Não é permitido ainda consumir potência activa ou reactiva durante o defeito e na fase de recuperação.

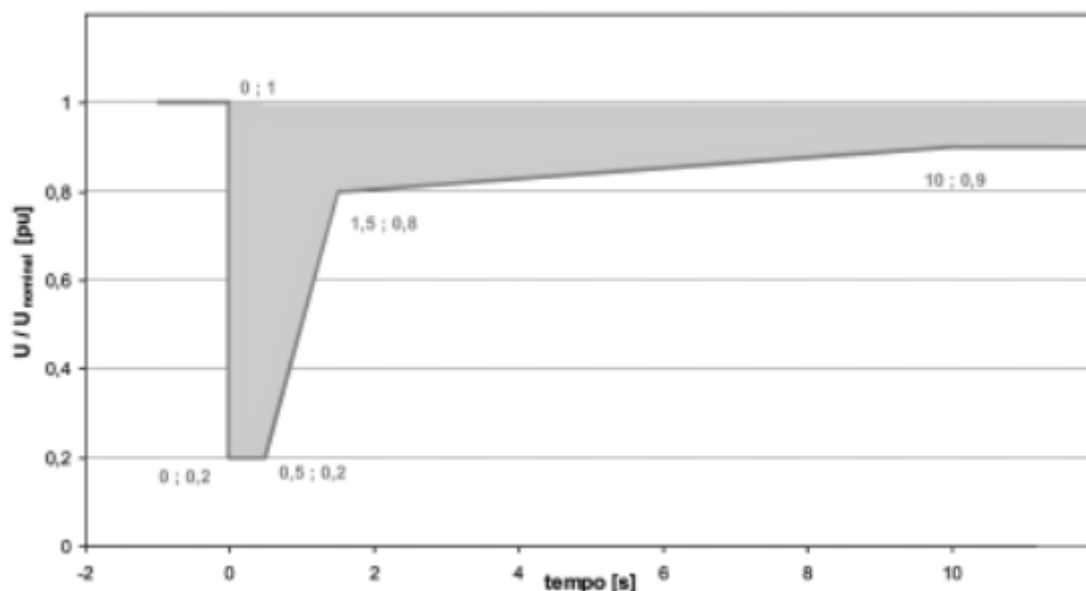


Figura 3.1 - Requisitos de sobrevivência a cavas de tensão [16].

Após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão na rede, a potência activa deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5% da sua potência nominal.

As instalações de produção eólica com potência instalada superior a 6 MVA devem fornecer corrente reactiva durante as cavas de tensão de acordo com a figura 3.2, proporcionando desta forma suporte para a tensão da rede. O cumprimento desta curva de produção deve iniciar-se com um atraso máximo de 50 milissegundos após a detecção da cava de tensão.

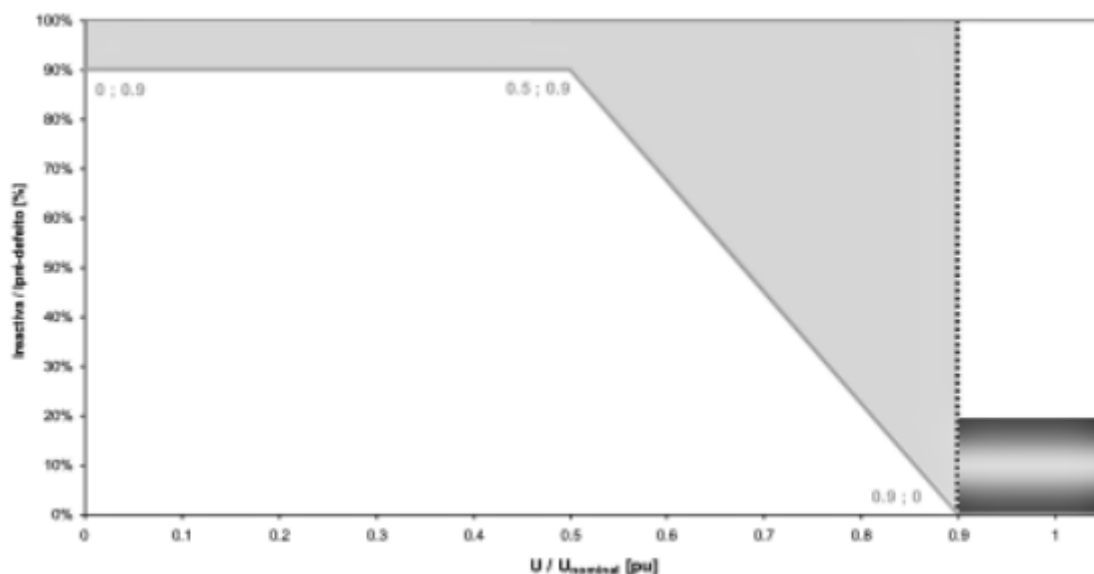


Figura 3.2 - Requisitos de injeção de corrente reactiva durante uma cava de tensão [16].

Na Dinamarca, são impostos requisitos de tolerância às centrais eólicas em função da sua potência instalada, em que as centrais podem conter um ou mais aerogeradores.

Para centrais com uma potência instalada entre 11 kW e 25 kW, os requisitos de operação face aos desvios de tensão e frequência estão representados na figura 3.3, em que U representa a tensão da rede à qual a central está ligada [17].

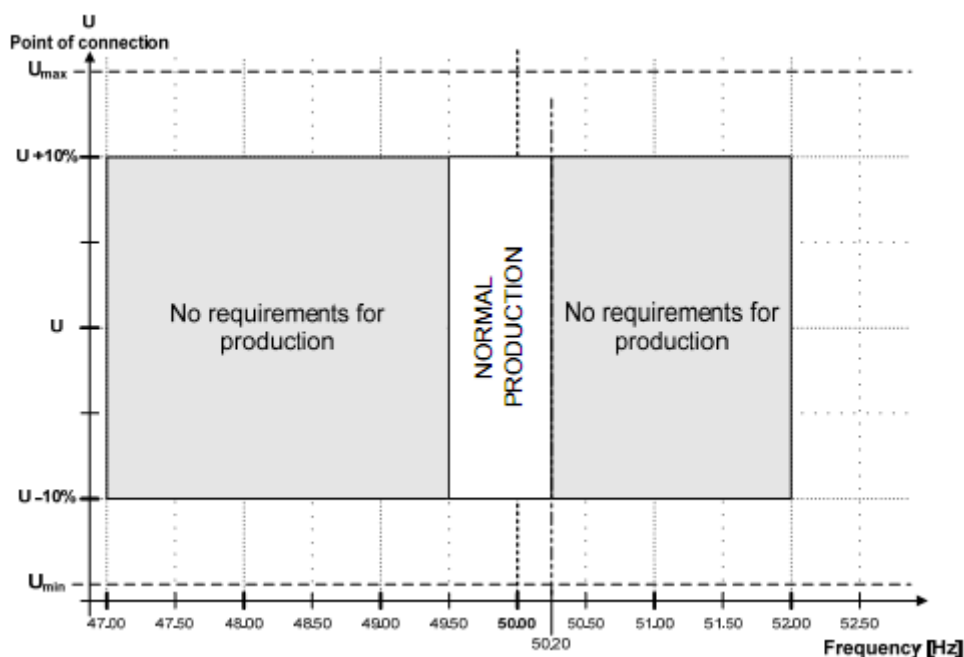


Figura 3.3 - Variações de tensão e frequência toleráveis pelas centrais eólicas com uma potência instalada entre 11 kW e 25 kW [17].

Para centrais com uma potência instalada entre 25 kW e 1,5 MW, os requisitos de operação face aos desvios de tensão e frequência estão representados na figura 3.4 [17].

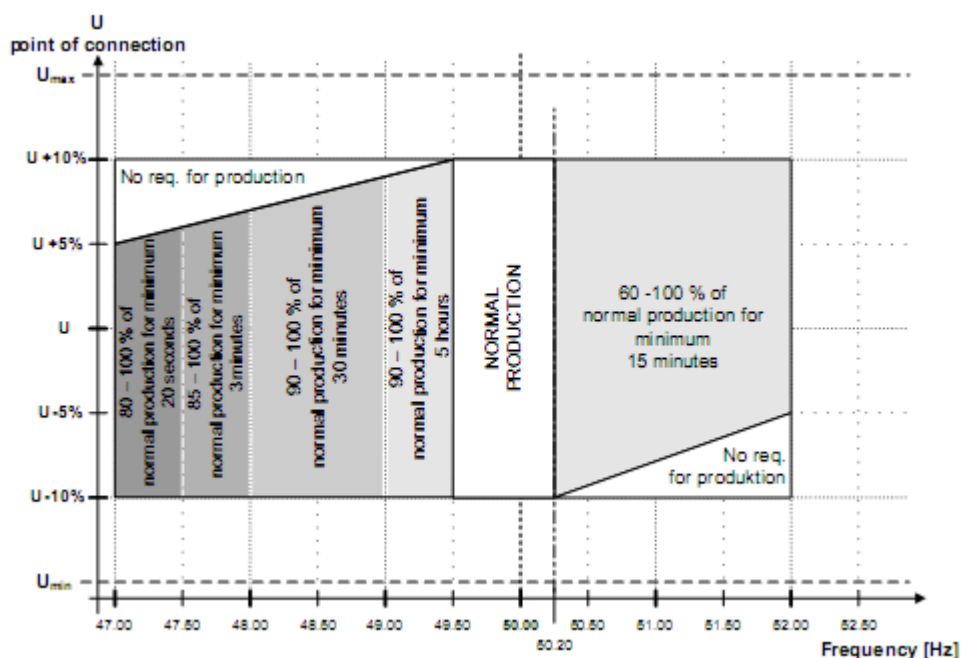


Figura 3.4 - Variações de tensão e frequência toleráveis pelas centrais eólicas com uma potência instalada entre 25 kW e 1,5 MW [17].

Para centrais com uma potência instalada superior a 1,5 MW, os requisitos de operação são os mesmos indicados no caso anterior e representados na figura 3.4. Para além disso, é imposto que as centrais eólicas permaneçam ligadas à rede durante a ocorrência de situações anormais de operação. Assim, é imposto que suportem variações de fase até 20° sem se desligarem da rede nem reduzirem a potência fornecida. É imposto também que as condições de produção normais sejam restabelecidas no máximo 5 segundos após a rede recuperar o estado de funcionamento normal. Em caso de ocorrência de cavas de tensão provocadas por defeitos na rede, devem ser cumpridas as normas de funcionamento impostas na figura 3.5. Os requisitos de funcionamento estão divididos por 3 áreas [17]:

- Área A: A central deve permanecer ligada à rede e manter as condições normais de operação;
- Área B: A central deve manter-se ligada à rede e deve fornecer uma quantidade definida de corrente reactiva de forma a contribuir para o suporte de tensão da rede;
- Área C: A central pode ser desconectada da rede.

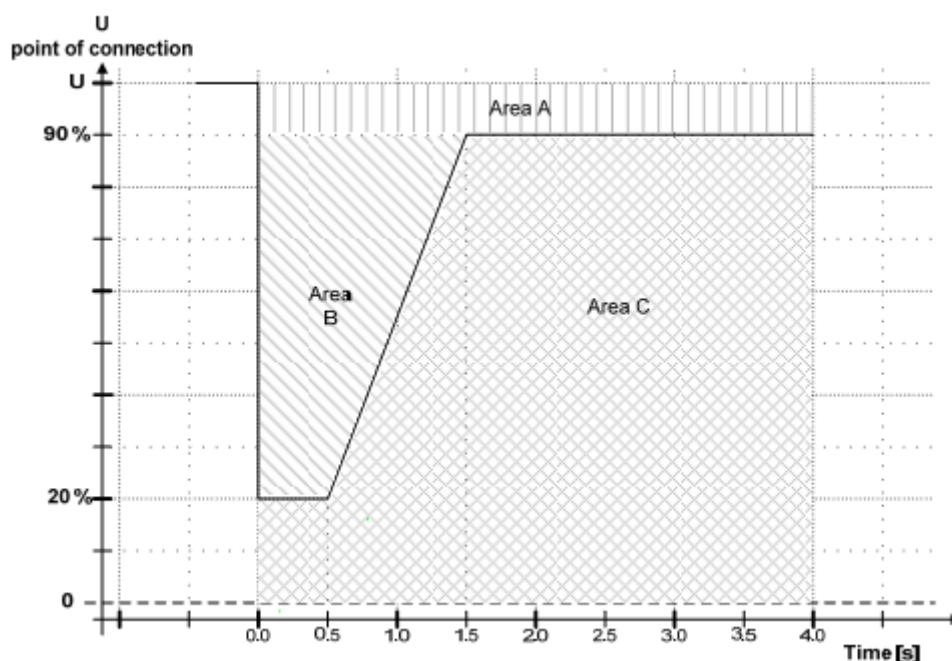


Figura 3.5 - Requisitos referentes à variação de tensão suportada pelas centrais eólicas [17].

Quando a central opera nas condições referidas pela área B, é imposto que forneçam suporte de tensão através a injeção de corrente reactiva de acordo com a curva representada na figura 3.6. Os valores apresentados no eixo das abcissas representam a percentagem de corrente reactiva em relação à corrente total injectada [17].

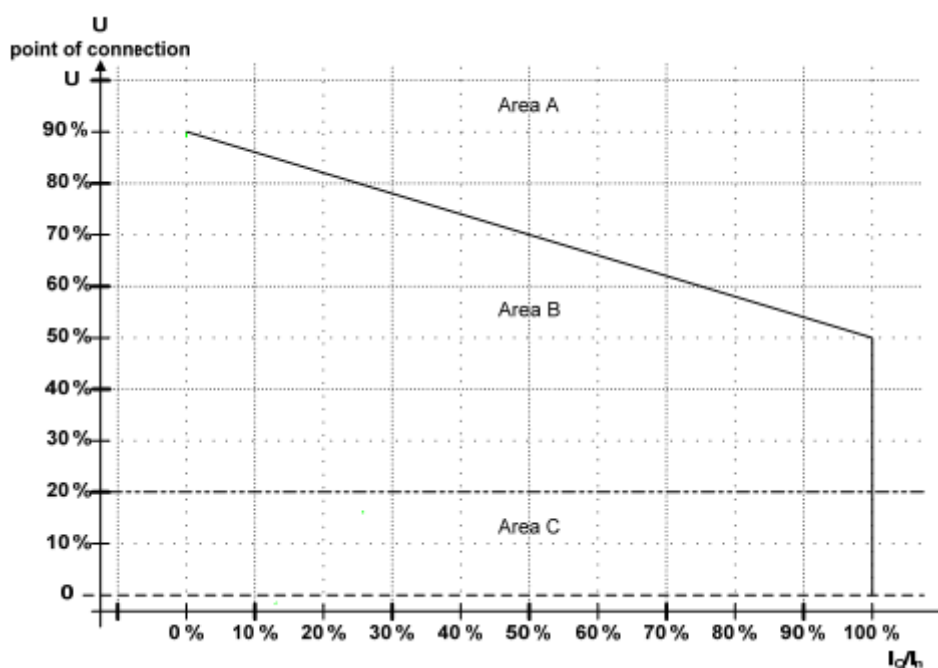


Figura 3.6 - Requisitos referentes à injeção de corrente reactiva [17].

Em Espanha, os aerogeradores devem ser capazes de suportar cavas de tensão resultantes da ocorrência de curto-circuitos trifásicos, bifásicos com contacto à terra ou fase-terra, e que

originem no ponto de interligação um perfil de tensão de acordo com o representado na figura 3.7. Para o caso de curto-circuitos bifásicos sem contacto à terra a exigência é semelhante, diferindo apenas no facto de o limite inferior de tensão ser 0,6 p.u em vez de 0,2 p.u [18].

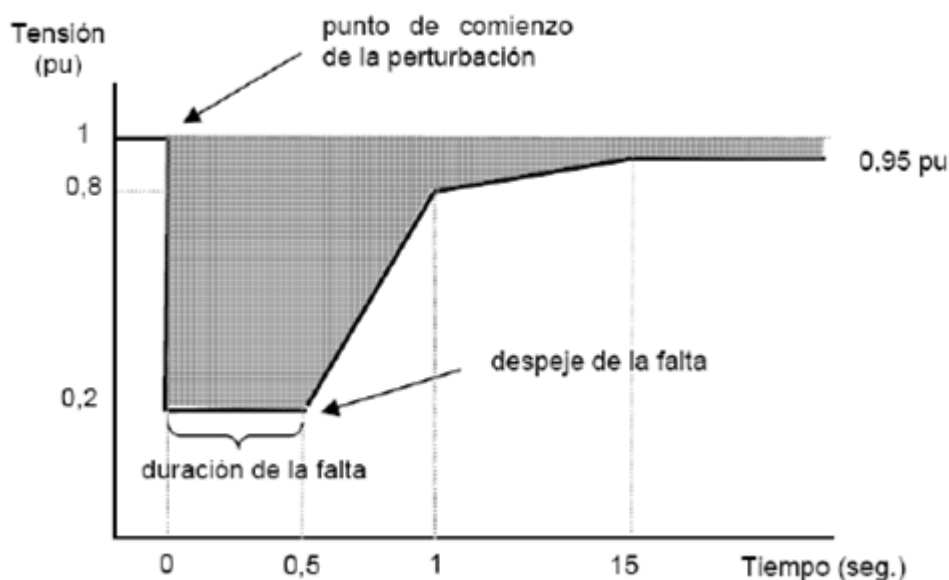


Figura 3.7 - Requisitos de sobrevivência a cavas de tensão [18].

Durante a ocorrência do defeito e o período de recuperação da tensão após a extinção do mesmo, é imposta aos aerogeradores a injeção de corrente reactiva de acordo com a curva definida na figura 3.8. Essa injeção deve ser feita num tempo máximo de 150 milissegundos após o início do defeito ou desde o instante da extinção do mesmo [18].

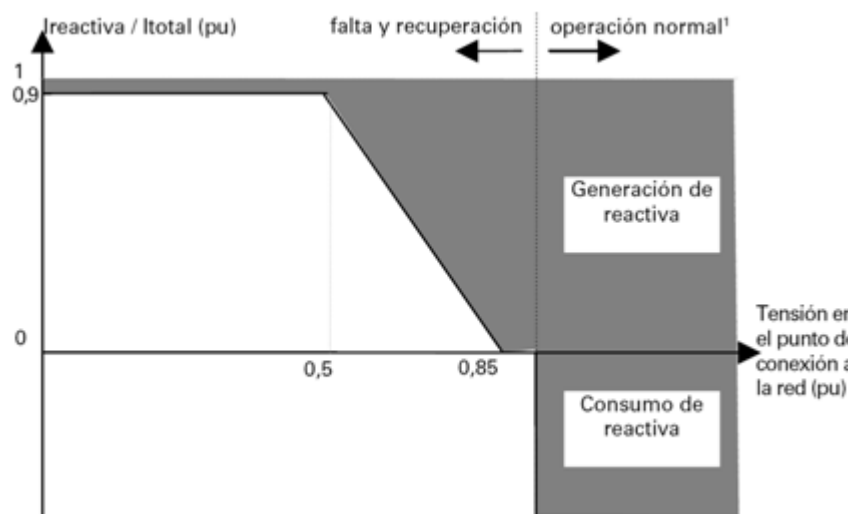


Figura 3.8 - Requisitos de injeção de corrente durante os períodos de defeito e recuperação da tensão [18].

Nos Estados Unidos da América é exigido que os parques eólicos se mantenham ligados à rede durante perturbações que originem cavas de tensão delimitadas pelo perfil apresentado na figura 3.9 [18].

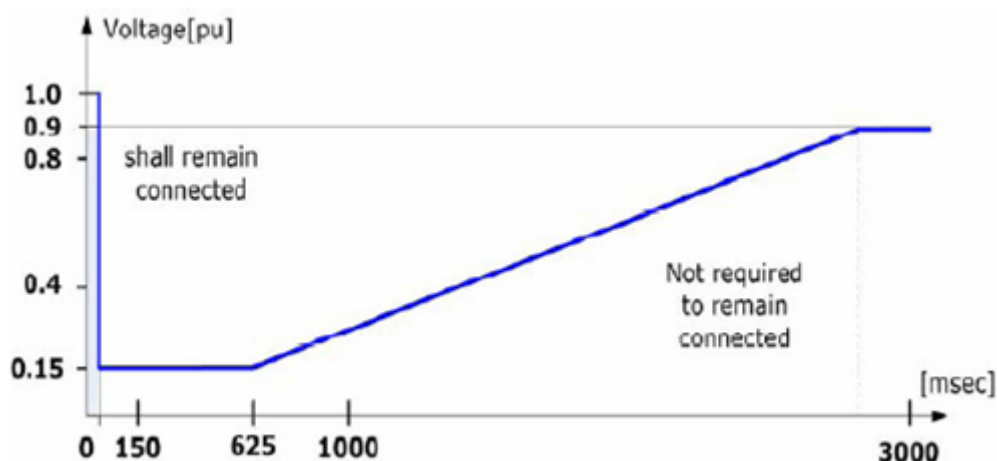


Figura 3.9 - Requisitos de sobrevivência a cavas de tensão [18].

3.2.2 - Controlo de tensão e potência reactiva

Controlando a potência reactiva produzida ou consumida pelos geradores, o operador do sistema eléctrico consegue um maior grau de flexibilidade no que se refere ao controlo do perfil de tensão da rede. Nesse sentido, é também exigida aos geradores eólicos a capacidade de fornecer este tipo de controlo. O controlo da potência reactiva pode ser feito mediante a regulação do factor de potência da máquina, que normalmente se encontra em 1. Em alternativa, o gerador pode regular a potência reactiva dentro de uma terminada gama de valores e em função dos requisitos a especificar em cada momento pelo operador de rede [15].

Em Portugal, todos os produtores em regime especial ligados à rede transporte devem, nas horas de cheias e pontas, fornecer uma quantidade de energia reactiva igual a 20% da energia activa fornecida com uma tolerância de $\pm 5\%$. Nas horas de vazio e super vazio não é permitido o fornecimento de energia reactiva. Os desvios de produção de energia reactiva que ultrapassem a tolerância de 5% serão pagos pelo produtor ao operador da rede de transporte aos preços fixados no tarifário de energia reactiva para o nível de tensão no ponto de ligação [16].

Os produtores em regime ordinário ligados à rede de distribuição devem, nas horas de cheias e pontas, fornecer uma quantidade mínima de energia reactiva igual a 40% da energia activa fornecida. Nas horas de vazio e super vazio não é permitido o fornecimento de energia reactiva. A energia reactiva em défice nas horas de cheias e pontas e a fornecida nas horas de vazio e super vazio é paga pelo produtor ao operador da rede de distribuição aos preços fixados no tarifário de energia reactiva para o nível de tensão no ponto de ligação [16].

Os produtores em regime especial ligados à rede de distribuição devem, nas horas de cheias e pontas, fornecer uma quantidade de energia reactiva igual a 30% da energia activa fornecida, no caso de a instalação de produção ter uma potência de ligação menor ou igual a 6 MW e estar ligada em média tensão. Para outros níveis de potência de ligação e outros níveis de tensão não é permitido o fornecimento de energia reactiva. Nas horas de vazio e

super vazio também não é permitido o fornecimento de energia reactiva. Estes valores de energia reactiva definidos estão sujeitos a uma tolerância de $\pm 5\%$. Os desvios de produção de energia reactiva que ultrapassem a tolerância de 5% serão pagos pelo produtor ao operador da rede de distribuição aos preços fixados no tarifário de energia reactiva para o nível de tensão no ponto de ligação [16].

O código de rede dinamarquês define dois tipos de controlo para o controlo da potência reactiva injectada na rede. Existe assim o *Q control* que injecta uma quantidade definida de potência reactiva na rede, independentemente da potência activa, enquanto que o *Power factor control* injecta potência reactiva de acordo com o factor de potência estabelecido. O funcionamento destes dois tipos de controlo está demonstrado na figura 3.10 [17].

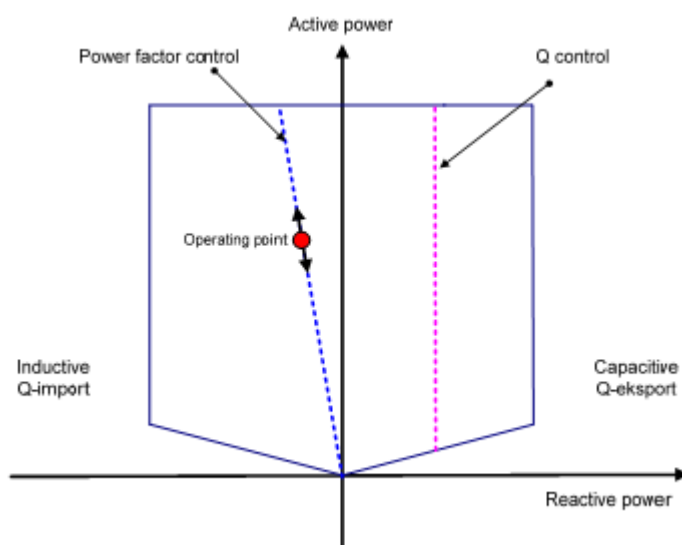


Figura 3.10 - Modo de funcionamento do Q control e do Power factor control [17].

A injeção de potência reactiva pode ainda ser controlada de forma a manter a tensão num valor pré-estabelecido. Neste tipo de controlo, pode ainda ser possível ajustar a relação entre a potência reactiva injectada e a tensão no ponto de ligação. Essa relação pode ser definida por “*droop*” e permite ajustar a resposta do aerogerador às variações de tensão, conforme se encontra demonstrado na figura 3.11 [17].

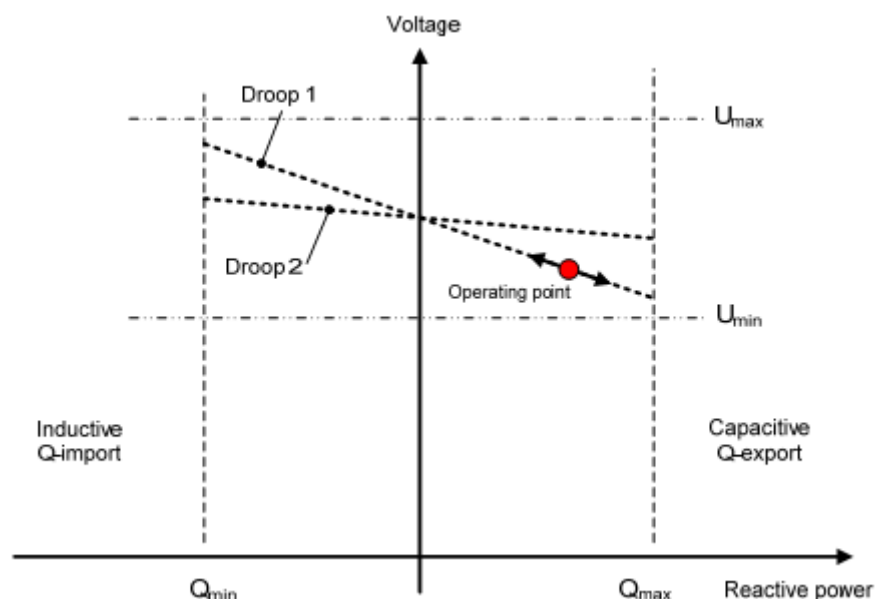


Figura 3.11 - Controlo da potência reactiva em resposta à tensão no ponto de ligação [17].

Os limites de operação para a injeção de potência reactiva são definidos consoante a potência nominal da central de energia eólica.

Para centrais com potência entre 11 kW e 25 kW, o gerador deve funcionar com um factor de potência entre 0,95 e 1.

Para centrais com potência entre 25 kW e 1,5 MW, os limites de operação estão demonstrados na figura 3.12.

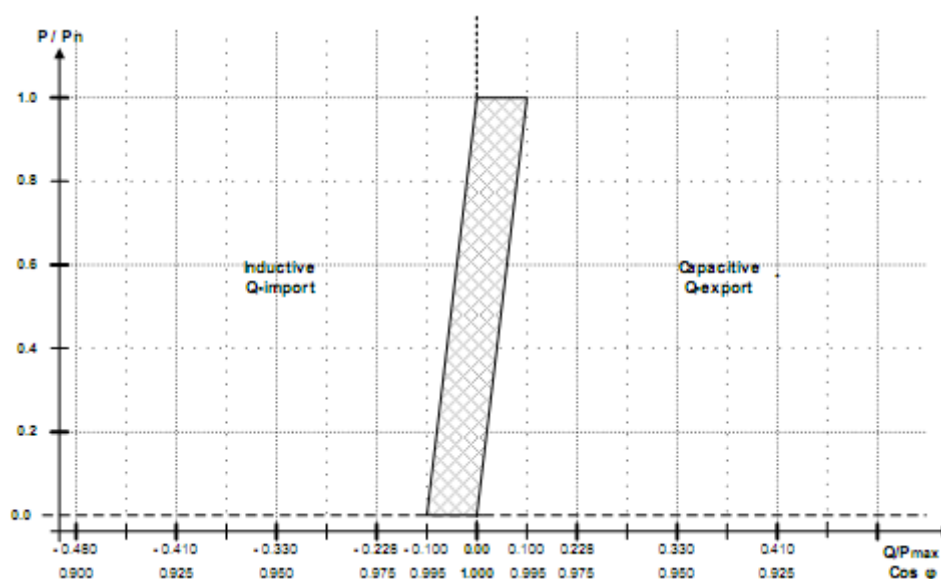


Figura 3.12 - Limites de operação para centrais com potência entre 25 kW e 1,5 MW [17].

Para centrais com potência entre 1,5 MW e 25 MW, os limites de operação estão demonstrados na figura 3.13.

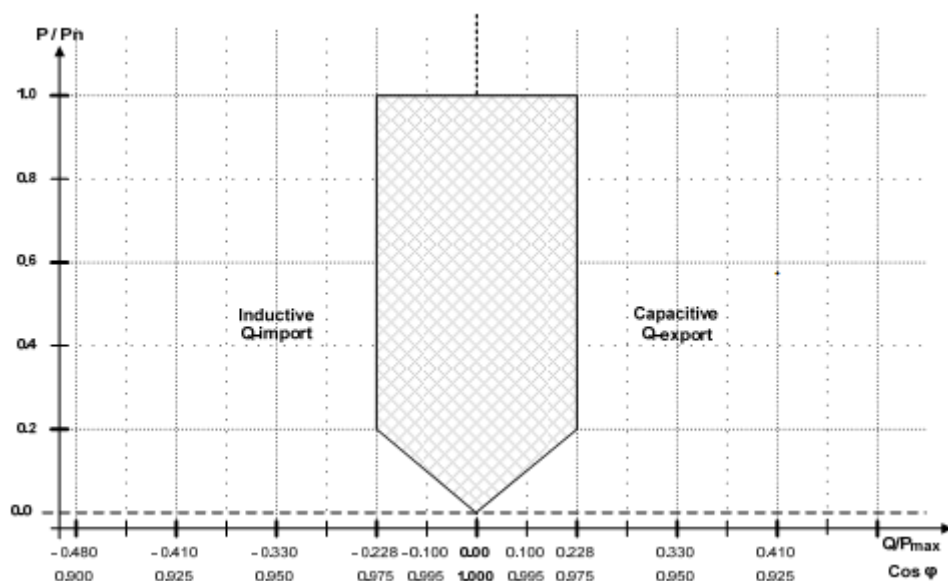


Figura 3.13 - Limites de operação para centrais com potência entre 1,5 MW e 25 MW [17].

Para centrais com potência superior a 25 MW, os limites de operação estão demonstrados na figura 3.14.

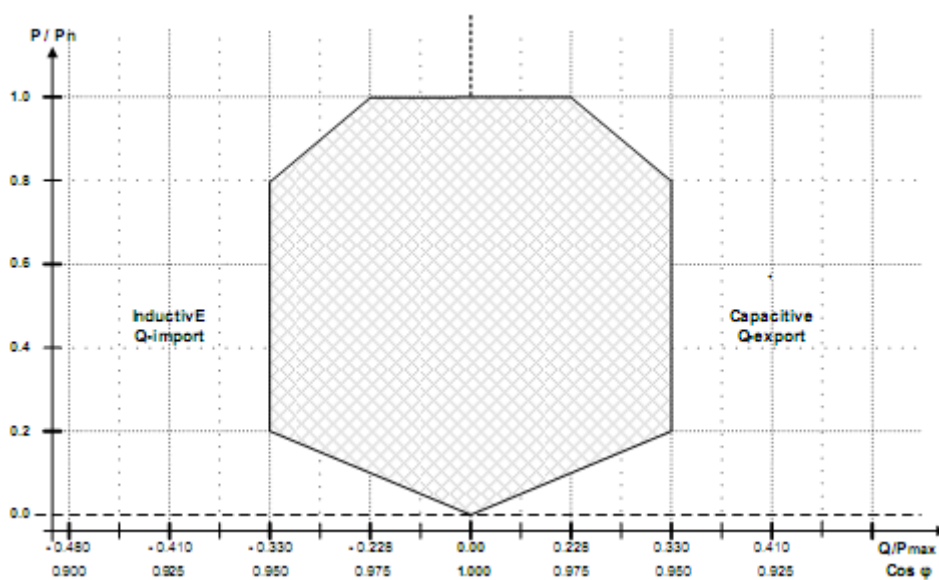


Figura 3.14 - Limites de operação para centrais com potência superior a 25 MW [17].

A injeção de potência reactiva de forma a controlar a tensão no ponto de ligação à rede deve cumprir os limites de funcionamento impostos pela figura 3.15.

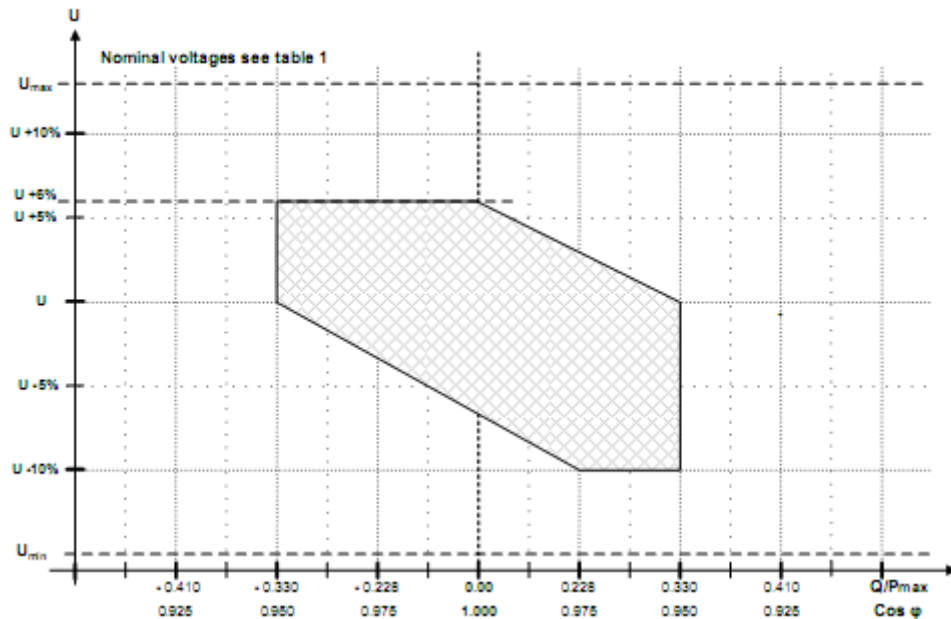


Figura 3.15 - Limites de operação para o controlo da tensão [17].

Em relação ao código de rede irlandês, é imposto que os aerogeradores disponham de um sistema de controlo de tensão semelhante ao existente nos geradores síncronos convencionais. No que respeita ao controlo de potência reactiva, os parques eólicos devem ser capazes de operar em qualquer ponto de funcionamento dentro da gama de variações do factor de potencia definidas na figura 3.16 [18].

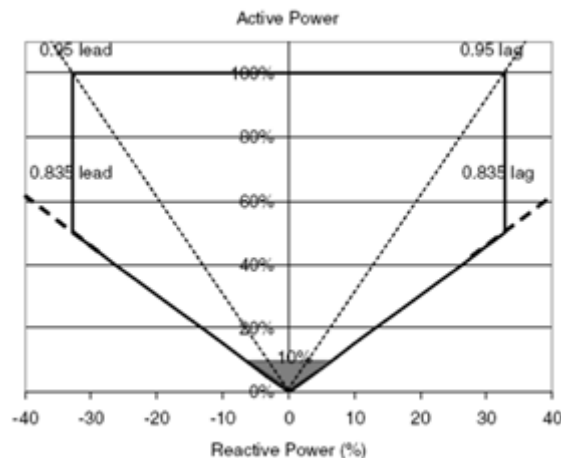


Figura 3.16 - Gama de funcionamento do factor de potência [18].

3.2.3 - Controlo de potência activa e resposta a variações de frequência

Para regular a potência de saída de qualquer gerador, é necessário regular a fonte de energia primária. No caso dos geradores eólicos, a regulação não pode ser feita dessa forma pois não é possível regular a velocidade do vento. Então, para regular a potência entregue à rede, pode ser feito um controlo do ângulo das pás ou da velocidade de rotação da máquina. No caso do controlo ser feito ao nível do parque eólico, é possível desligar algumas máquinas

para que depois sejam ligadas quando for necessário injectar mais potência. No entanto, com a tecnologia existente actualmente ao nível dos aerogeradores, não se justifica a utilização deste tipo de controlo pois é possível regular a potência activa de forma mais rápida e eficiente recorrendo ao controlo do *pitch* ou da velocidade de rotação. Para além do controlo da potência de saída, pode ainda ser exigido que os aerogeradores controlem a taxa de variação da potência entregue à rede [15].

Graças à capacidade de regulação da potência de saída, a inclusão de novas funções de controlo permitem que os aerogeradores possam responder a variações de frequência na rede, aumentando a potência de saída caso ocorra um aumento do consumo ou caso se perca alguma unidade de produção. Como não é possível controlar a velocidade do vento, para que o aerogerador consiga aumentar a potência no caso de uma redução da frequência, é necessário que a potência produzida seja inferior à potência máxima. Os aerogeradores são assim colocados a funcionar com uma margem de reserva de potência, o que permite que, em caso de redução da frequência, possam aumentar a potência de saída até ao ponto de máxima extracção de potência. Isto significa que em funcionamento normal, uma certa quantidade de energia disponível no vento estará a ser desperdiçada. No caso das máquinas convencionais, a redução da potência de saída implica uma redução no gasto de combustível e por isso não existe um desperdício significativo. O desperdício que pode existir é apenas relativo à diminuição do rendimento da máquina. No caso dos aerogeradores, está a ser desperdiçado um recurso que está disponível gratuitamente e por isso não é a opção economicamente mais interessante para fazer o controlo da frequência [15]. No entanto, para grandes níveis de integração, é uma das soluções a ter em conta, assim como os sistemas que combinam a produção eólica com a produção hídrica, sendo a hídrica dotada de sistema de bombagem.

Na Alemanha, é imposto que, quando a frequência ultrapassa os 50,2 Hz, os parques eólicos *onshore* devem reduzir injeção de potência activa numa taxa de 40% da potência disponível na turbina por cada Hz. Os parques eólicos *offshore* devem reduzir a injeção de potência activa em 98% por Hz a uma taxa de 25% por segundo. Neste caso, a diminuição de potência é feita a partir dos 50,1 Hz [19], [20].

O código de rede do Reino Unido impõe aos parques eólicos a capacidade de controlo primário e secundário de frequência. Quando a descida da frequência é igual ou superior a 0,5 Hz, os geradores devem injectar uma potência igual à sua reserva primária de potência no máximo 10 segundos após a descida de frequência e devem manter a injeção da potência de reserva durante 20 segundos. A partir dos 30 segundos e até 30 minutos, os geradores devem aumentar a potência de saída para um valor equivalente à reserva secundária de forma a estabilizar a frequência [21]. O código de rede para parques eólicos *offshore* tem em conta as ligações em HVDC existentes entre o parque e a rede eléctrica *onshore* uma vez que as frequências dos dois lados da ligação em HVDC podem ser diferentes [19].

O código de rede Irlandês impõe que os parques eólicos sejam dotados de um sistema de controlo que possibilite o controlo de potência activa através de um *set-point* enviado pelo operador da rede ou em função da frequência do sistema. O sistema de controlo do parque eólico deve ter capacidade de cumprir os requisitos de funcionamento apresentados na figura 3.17 [18]. Em condições normais de operação, o aerogerador encontra-se a funcionar entre os pontos B e C, possuindo uma margem de reserva de potência. Assim, caso a frequência desça abaixo do limite definido pelo ponto B, o sistema de controlo deve fazer aumentar a potência produzida de acordo com a característica definida pela linha B-A. Caso a frequência aumente,

ultrapassando o ponto C, a potência produzida é reduzida de acordo com a característica da linha C-D-E.

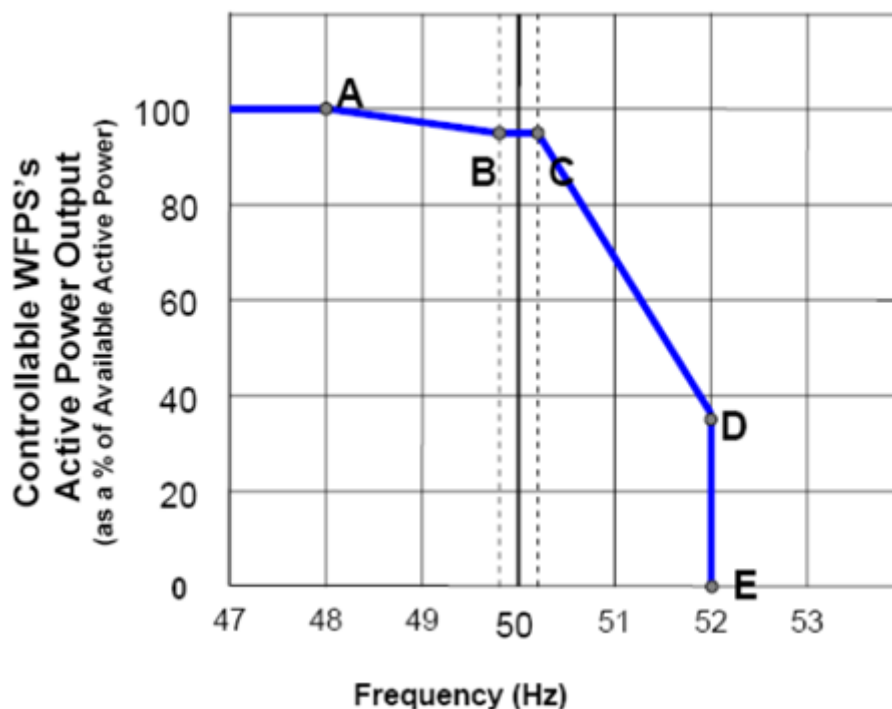


Figura 3.17 - Regulação de frequência imposta pelo código de rede irlandês [18].

O código de rede da Dinamarca define dois modos de operação para a regulação de frequência imposta às centrais eólicas com potência instalada superior a 25 MW, demonstrados nas figuras 3.18 e 3.19. Em funcionamento normal, o ponto de operação da central encontra-se entre os pontos f_2 e f_3 , contendo uma reserva de potência representada por P_{Delta} . Os pontos f_1 e f_4 definem uma banda de controlo para regulação primária de frequência. Caso a frequência ultrapasse o valor definido por f_5 , a potência injectada só aumenta depois a frequência atingir o ponto definido por f_7 .

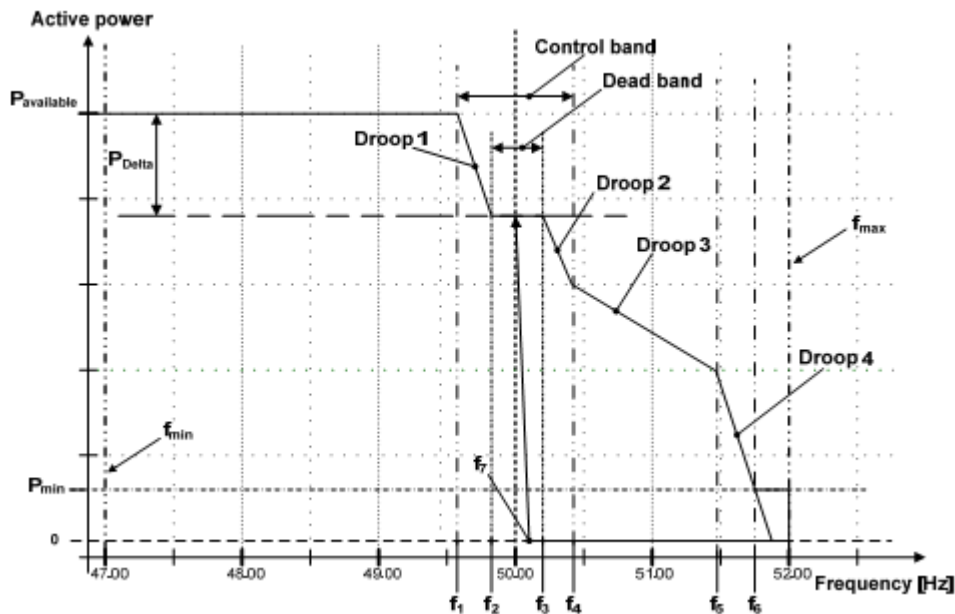


Figura 3.18 - Requisitos de regulação de frequência com margem de reserva reduzida [17].

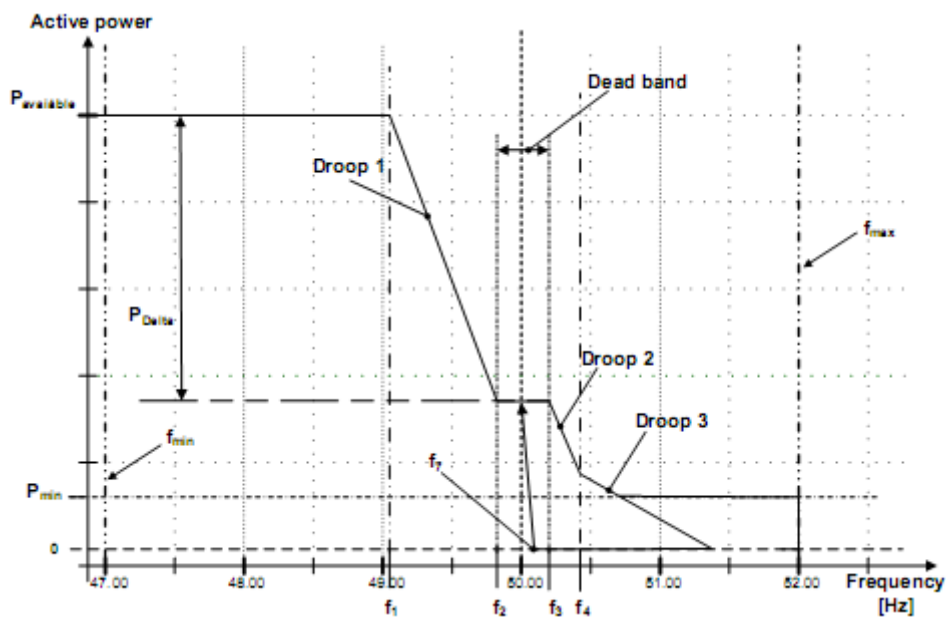


Figura 3.19 - Requisitos de regulação de frequência com margem de reserva alargada [17].

O código de rede imposto na região do Quebec, no Canadá, impõe que os parques eólicos com potência instalada maior que 10 MW participem na regulação de frequência contribuindo para a redução dos desvios grandes ($>0,5$ Hz) e rápidos (<10 s) da frequência. Apesar de não apresentar requisitos específicos para a emulação de inércia, a participação rápida da regulação de frequência implica a utilização da energia cinética armazenada nas pás da turbina e no gerador, isto é, a inércia das máquinas [19].

Actualmente, os códigos de rede existentes ainda não impõem requisitos específicos para a emulação de inércia. No entanto, este tema já tem sido estudado por alguns grupos de trabalho ao longo dos últimos anos, estando ainda numa fase de alguma indecisão quanto à

imposição deste serviço como obrigatório ou como serviço auxiliar disponibilizado através de contractos bilaterais [22], [23].

3.2.4 - Sistemas de protecção

Os dispositivos de protecção são utilizados para proteger os aerogeradores e a própria rede de defeitos que possam ocorrer. No caso dos parques eólicos, quer as protecções internas do parque quer as protecções de interligação com a rede devem estar correctamente dimensionadas e coordenadas de forma a que, no caso de ocorrer um defeito, exista um menor número possível de máquinas a sair de serviço [15].

3.2.5 - Qualidade da energia produzida

A operação dos aerogeradores pode causar perturbações na rede que afectam a qualidade de serviço. Essas perturbações devem-se a [15]:

- variações na potência activa e reactiva;
- flutuações de tensão (*flicker*, na literatura anglo-saxónica);
- manobras de ligação do aerogerador à rede ou retirada de serviço;
- componentes harmónicas das correntes devido à operação dos conversores electrónicos.

Existe um regulamento para os geradores eólicos (IEC 61400-21) que define os procedimentos a efectuar para garantir a qualidade da energia produzida, destacando-se os seguintes [15]:

- analisar a potência injectada na rede de forma a assegurar que as variações de produção se encontram dentro dos limites;
- medir os níveis de *flicker* causados pelas manobras de ligação ou retirada de serviço e comparar com os limites máximos;
- avaliação das quedas de tensão causadas pela colocação em funcionamento dos aerogeradores e transformadores;
- estimar as componentes harmónicas da corrente e comparar com os limites aplicados.

3.2.6 - Comunicação e controlo externo

Com o aumento de integração de unidades de produção dispersa, é necessário que o operador do sistema eléctrico obtenha informações em tempo real das condições de funcionamento de todas as unidades de produção. Essa informação pode ser crucial no caso da existência de defeitos na rede em que seja necessário fazer alterações rápidas ao funcionamento do sistema eléctrico. Assim, é imposto aos aerogeradores o fornecimento constante de informação sobre o seu estado de funcionamento [15].

3.3 - Emulação de inércia e regulação primária de frequência em sistemas de conversão de energia eólica

3.3.1 - Estratégias de operação

Quando existe um desequilíbrio entre a produção e a carga, os geradores síncronos das centrais convencionais respondem a este desequilíbrio em três fases de forma a colocar o sistema no modo de operação normal. A primeira fase corresponde à resposta inercial. Esta é uma característica natural dos geradores síncronos que se opõe aos desequilíbrios entre produção e carga. Quando existe um aumento de carga, o binário eléctrico aumenta de forma a satisfazer a carga mas o binário mecânico mantém-se constante, dado que o aumento da energia primária fornecida à turbina não é instantâneo e depende do tipo de central. Este comportamento provoca uma desaceleração do rotor da máquina e consequentemente uma diminuição da frequência, conforme se pode verificar pela equação do movimento do rotor:

$$J\alpha = T_m - T_e, \quad (3.1)$$

sendo:

- J o momento de inércia (Kg.m^2);
- α a aceleração angular do rotor (rad/s^2);
- T_m e T_e os binários mecânico e eléctrico, respectivamente (N.m).

Esta desaceleração provoca a libertação de energia cinética armazenada no conjunto turbina/gerador, contribuindo para a atenuação do desequilíbrio entre a carga e a produção. Passados os instantes iniciais, o controlo primário de frequência da máquina actua (mediante a actuação de um sistema de controlo do tipo proporcional, usualmente designado pelo estatismo da máquina), aumentando a energia primária fornecida à turbina, com um consequente aumento do binário mecânico. Quando o binário mecânico volta a ser igual ao binário eléctrico, a aceleração anula-se e a frequência estabiliza. No entanto, devido à utilização de um sistema de controlo do tipo proporcional na regulação primária de frequência, quando é atingido o equilíbrio, esta estabiliza num valor inferior aos 50 Hz. Para corrigir o desvio de frequência existe um controlo secundário (que é tipicamente centralizado nos sistemas interligados de grande dimensão) que é responsável por definir os *set-points* de potência activa a produzir por cada unidade geradora, a fim de corrigir o desvio de frequência que possa ser verificado no sistema.

A crescente integração de energia eólica implica a desclassificação de geradores convencionais. Desta forma, para garantir os mesmos níveis de segurança de operação, seria necessário aumentar os níveis de reserva requerida aos sistemas convencionais, caso a eólica não tivesse nenhuma contribuição para a operação da rede para além da simples capacidade de produção de energia. Se este tipo de geração pode fornecer determinados serviços de regulação, será possível reduzir os requisitos de reserva a solicitar aos sistemas convencionais e assim reduzir os custos de operação.

Actualmente, os geradores de velocidade fixa têm deixado de equipar os aerogeradores, sendo substituídos pelos geradores de velocidade variável com conversão integral graças à maior eficiência na produção de energia eléctrica e à maior capacidade de controlo. No

entanto, estas características de funcionamento dos geradores de velocidade variável implicam o uso de conversores electrónicos de potência que provocam um desacoplamento de frequência entre o aerogerador e a rede à qual está ligado. Este desacoplamento impede o gerador de responder naturalmente às variações de frequência da rede, diminuindo assim a inércia global do sistema. Sendo assim, quando existe alguma perturbação no sistema eléctrico em consequência do aumento da carga ou perda de alguma unidade de produção, a inércia disponível pode não ser suficiente para atenuar a diminuição de frequência, sendo necessária uma maior injeção de energia primária para equilibrar a frequência.

Uma forma de contornar o desacoplamento da inércia consiste em dotar os aerogeradores de funções de controlo que permitam emular a inércia natural das máquinas síncronas ligadas directamente à rede, aproveitando a energia cinética disponível pela rotação das pás da turbina e do gerador para responder aos desvios de frequência. Os aerogeradores actuais dotados com máquinas com uma ampla gama de variação de velocidade permitem uma maior extracção de energia cinética que uma máquina convencional equivalente dado que, enquanto a máquina convencional reduz a velocidade de acordo com a descida de frequência da rede, a operação do aerogerador é independente da frequência da rede, permitindo uma maior redução de velocidade e assim uma maior extracção de energia cinética [24].

No entanto, a resposta inercial apenas permite atenuar a descida de frequência durante os primeiros instantes, sendo depois necessário fornecer energia mecânica ao gerador para repor a velocidade de rotação. Assim, são necessárias outras soluções para corrigir de forma contínua os desequilíbrios entre a produção e a carga. Para isso, é possível dotar os aerogeradores de funções de controlo de frequência que possam responder à diminuição de frequência aumentando a potência injectada na rede. A contribuição de cada máquina para a regulação de frequência é dada pelo seu estatismo (*“droop”*, na literatura anglo-saxónica), que corresponde à potência injectada por cada hertz de diminuição da frequência. Como a energia primária dos aerogeradores é o vento e não pode ser controlada, as soluções identificadas consistem em colocar a máquina a funcionar em regime normal com uma reserva de potência (*“deloading”*, na literatura anglo-saxónica) para que, quando exista uma diminuição da frequência, seja possível aumentar a potência injectada, contribuindo assim para o controlo da frequência. Como a integração de energia eólica nas redes tem sido um desafio durante os últimos anos, têm sido realizados vários trabalhos de investigação sobre a capacidade de os aerogeradores fornecerem serviços auxiliares. Seguidamente, será feita uma pequena análise a alguns dos trabalhos realizados sobre a emulação de inércia e regulação de frequência por parte dos geradores eólicos.

No trabalho realizado em [25], a capacidade de os aerogeradores fornecerem alguma potência adicional proveniente da energia cinética de rotação é quantificada utilizando um aerogerador eólico comercial (GE 3.6 MW). É feita também uma análise à contribuição dos aerogeradores para o controlo de frequência numa rede dominada por centrais hidroeléctricas. A avaliação da capacidade de injeção de potência extra é feita mediante o fornecimento de uma potência adicional de 0,05 p.u, medindo a duração dessa injeção de potência até que a velocidade de rotação atinja o limite mínimo (0,7 p.u). A avaliação da quantidade de energia cinética disponível é feita para três intervalos de velocidade de vento:

- Intervalo de velocidade de vento em que a velocidade de rotação é menor que 1.2 p.u. Com uma velocidade de vento de 7,5 m/s, é possível fornecer a potência adicional durante 28 segundos;

- Intervalo de velocidade de vento em que a velocidade de rotação é igual a 1.2 p.u e a potência é menor que 1 p.u. Com uma velocidade de vento de 10,5 m/s, é possível fornecer a potência adicional durante 53 segundos enquanto que para 11,2 m/s a duração reduz-se para 45 segundos. Como a velocidade de rotação inicial é fixada em 1,2 p.u, a redução da velocidade de rotação é igual para todas as velocidades de vento. Assim, quanto maior é a velocidade do vento, maior é a potência extra requerida (0,05 p.u), implicando assim uma diminuição na duração;
- Intervalo de velocidade de vento em que a velocidade de rotação e a potência estão limitadas aos valores máximos (1.2 e 1 p.u, respectivamente). Nesta gama de velocidades de vento, a potência é limitada pelo controlo de *pitch*. Assim, quando é necessário fornecer uma potência extra, esta pode ser fornecida diminuindo o ângulo das pás, desde que os componentes do aerogerador suportem a sobrecarga. Apesar de a velocidade de rotação diminuir na fase inicial devido ao tempo de redução do ângulo das pás, o aumento da potência mecânica permite com que volte rapidamente ao ponto normal de funcionamento permitindo um fornecimento de potência extra constante, apenas limitado pelas condições de sobrecarga dos equipamentos.

Quando o controlo de frequência de uma central hidroeléctrica aumenta o *set-point* de potência eléctrica fornecida, o fluxo de água é aumentado de forma a aumentar a potência mecânica fornecida pela turbina. No entanto, por razões de estabilidade, o processo de admissão da água à turbina é um pouco demorado relativamente à turbina a vapor, o que origina uma maior diminuição na velocidade de rotação da turbina hídrica. Isto implica que, para um sistema dominado por centrais hidroeléctricas, é necessária uma maior capacidade de controlo rápido de frequência. Com as capacidades de fornecimento de energia cinética e regulação de frequência demonstradas pelos aerogeradores, estes tornam-se uma solução interessante para auxiliar os sistemas eléctricos dominados por centrais hidroeléctricas. Dado que alguns operadores do sistema eléctrico pagam pelo fornecimento de suporte de frequência, esta é uma maneira de obterem algum rendimento extra com os aerogeradores.

No trabalho realizado em [26], é definida uma estratégia de emulação de inércia e regulação de frequência em geradores eólicos. São ainda definidos dois métodos para a gestão da energia cinética armazenada. Para a participação no controlo de frequência são definidos três tipos de operação: carga total, carga parcial e baixa carga. A operação em carga total, é definida para uma velocidade de vento superior à velocidade nominal. O controlo de *pitch* é utilizado para a limitar a potência produzida ao valor nominal, permitindo um aumento posterior através da diminuição do ângulo das pás, limitada apenas pelos limites de sobrecarga dos equipamentos. O modo de operação a carga parcial é utilizado para velocidades de vento próximas do valor nominal. A reserva de potência é obtida através do aumento do *pitch* e/ou através do afastamento da velocidade de rotação do valor óptimo. Caso a velocidade de rotação seja colocada num valor superior ao valor óptimo, para além da reserva de potência é ainda conseguido um aumento da energia cinética acumulada devido ao aumento da velocidade de rotação. Durante os períodos de baixa velocidade de vento é adoptado o modo de operação em baixa carga. Devido à velocidade baixa do vento, a energia produzida é reduzida. Por isso, os autores deste trabalho defendem que a solução mais interessante é operar o aerogerador como uma *flywheel*, colocando a velocidade de rotação

no valor nominal, aumentando assim a energia cinética acumulada. Para gestão da energia cinética armazenada, são definidos dois métodos: “*Delta control through IKES*” e “*Constant kinetic control*”. No primeiro, é definida uma percentagem de reserva de potência que é mantida para qualquer velocidade de vento. Assim, a energia cinética acumulada varia de acordo com a velocidade de vento. Este método é utilizado para garantir uma reserva fixa de potência de forma a permitir uma regulação de frequência a longo prazo, enquanto que a regulação rápida depende da energia cinética acumulada. No segundo método, o *deloading* é alterado conforme a variação da velocidade de vento mantendo uma reserva constante de energia cinética. Este método é mais adequado para a regulação rápida de frequência.

Em [21], é definida uma estratégia de controlo semelhante à do trabalho referido anteriormente, em que são definidos três métodos de operação consoante a velocidade do vento é alta, média ou baixa. Para uma velocidade baixa, o *deloading* é feito através do aumento da velocidade de rotação. Para uma velocidade média, a velocidade de rotação pretendida pode ultrapassar o limite máximo e por isso o *deloading* é complementado com o controlo de *pitch*. Para velocidades de vento elevadas o controlo é efectuado exclusivamente através do *pitch*.

Em [27], é desenvolvido um modelo de controlo que permite aos aerogeradores a contribuição para o controlo de frequência através da energia cinética armazenada nas pás da turbina e no gerador. O modelo de controlo consiste numa estratégia de extracção de máxima potência em funcionamento normal com um controlo auxiliar para extrair energia cinética da turbina durante as quedas de frequência na rede. O modelo é testado numa rede de grandes dimensões funcionando com vento constante e com variações na velocidade do vento. Os autores do trabalho concluem que um pequeno sobredimensionamento dos equipamentos permitiria uma melhoria na capacidade de resposta dos aerogeradores aos desvios de frequência.

Em [28], é definida uma estratégia para regulação primária de frequência que consiste essencialmente na criação de uma reserva de potência para responder de forma contínua ao abaixamento da frequência. A estratégia definida consiste na limitação da potência extraída do vento a uma percentagem da potência nominal. Por exemplo, para uma limitação a 95% da potência nominal, quando a potência disponível no vento é superior à percentagem estabelecida, essa potência extra é mantida como reserva. Caso a potência disponível no vento seja inferior, o aerogerador funciona no ponto de máxima extracção de potência, isto é, sem reserva.

Em [29], é feita uma análise comparativa entre os aerogeradores e as centrais convencionais em relação à resposta inercial. É elaborado um modelo de controlo para o aerogerador e testado em três casos diferentes de funcionamento do aerogerador: 30%, 80% e 100% da potência nominal. Para 80%, a resposta do aerogerador permite uma melhor atenuação da descida de frequência que o gerador síncrono convencional. No entanto, a redução da potência activa produzida devido à redução da velocidade de rotação implica algumas dificuldades na recuperação da condição normal de funcionamento, sendo necessário que outros geradores do sistema eléctrico compensem a potência em falta. O mesmo problema acontece para o funcionamento a 30% da potência nominal. No caso em que a potência está limitada ao valor nominal pelo controlo de *pitch*, quando a frequência diminui, a redução do ângulo das pás permite aumentar a extracção de potência a partir do vento, anulando ou diminuindo a desaceleração do gerador. Esta injeção de potência extra está limitada pela capacidade de sobrecarga dos equipamentos.

No trabalho realizado em [30], é feita uma análise à energia cinética que pode ser fornecida pelos aerogeradores ao longo de um ano. É feita também uma análise económica para avaliar os ganhos provenientes do fornecimento deste serviço. Através de uma distribuição probabilística (neste caso foi usada uma distribuição de *Weibull*¹), é feita uma distribuição da energia cinética disponível. No entanto, o fornecimento de energia cinética implica uma redução da velocidade de rotação e consequente redução da potência produzida. Por isso, neste trabalho é feita uma análise económica considerando a diminuição do retorno financeiro com a diminuição da potência produzida. Os autores do trabalho concluem que o valor de mercado por unidade de energia cinética fornecida deveria ser sete vezes superior ao valor da energia eléctrica vendida de forma a igualar os custos com os ganhos.

3.3.2 - Modelos de controlo

Actualmente a necessidade de dotar os aerogeradores de capacidade de controlo inercial e controlo de frequência tem levado ao estudo de vários modelos de controlo para assegurar essas funções. Na literatura actualmente disponível, existem vários modelos, apresentando-se nesta secção apenas os que possuem maior interesse para o desenvolvimento desta dissertação.

No trabalho realizado em [31], os autores desenvolveram três modelos de controlo: *inertial control*, *droop control* e *deloading control*.

O *inertial control* permite emular a inércia natural dos geradores síncronos ligados directamente à rede de forma a reduzir a taxa de variação da frequência nos momentos subsequentes a uma perturbação. Para isso, é adicionada uma nova malha de controlo que modifica o valor de referência da potência produzida pelo gerador em função da variação da frequência da rede, conforme está demonstrado no figura 3.20.

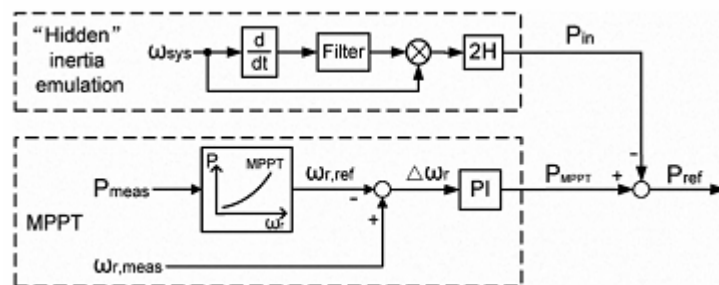


Figura 3.20 - *Inertial control* [31].

A energia entregue pelo gerador durante o tempo de actuação do controlo inercial pode ser definida por:

$$E = P \times t = \frac{1}{2} J \omega_0^2 - \frac{1}{2} J \omega_t^2 \text{ (W.h)}, \quad (3.2)$$

¹ Distribuição probabilística das velocidades de vento

em que:

- P - potência entregue pelo gerador (W);
- t - duração da injeção de potência (h);
- w_0 - velocidade de rotação inicial (m/s);
- w_t - velocidade de rotação no instante t (m/s).

A energia entregue pelo gerador pode ser pré-estabelecida, calculando-se a velocidade de referência no instante t para que o gerador consiga entregar essa energia, através da equação 3.3:

$$w_t = \sqrt{w_0^2 - 2 \times \frac{P}{J} \times t} \text{ (rad/s)}, \quad (3.3)$$

O *droop control* tem como objectivo regular a potência produzida proporcionalmente ao desvio de frequência. Assim, a potência adicional injectada pelo gerador pode ser definida por:

$$\Delta P = -\frac{\Delta f}{R} (W), \quad (3.4)$$

em que R representa a relação entre a variação de potência e a variação da frequência, conforme se pode verificar pela figura 3.21.

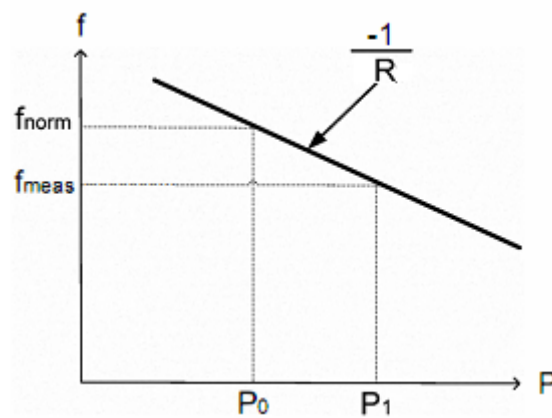


Figura 3.21 - Variação da potência injectada em função da variação de frequência [31].

O modelo de controlo fica definido conforme se demonstra na figura 3.22.

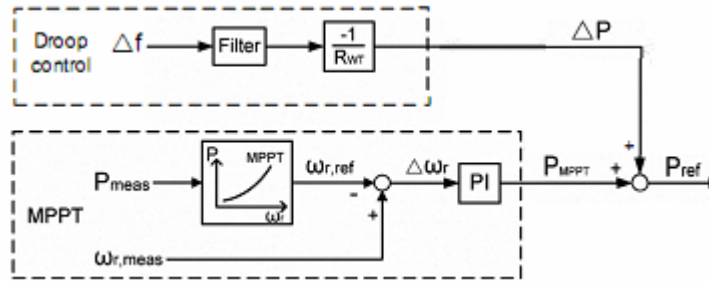
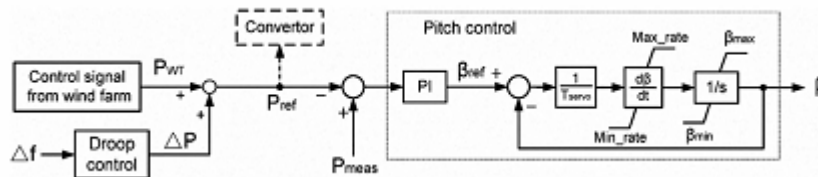


Figura 3.22 - droop control [31].

O *deloading control* consiste em criar uma reserva de potência no aerogerador, deslocando o ponto de funcionamento da turbina relativamente ao ponto de máxima extracção de potência. Este controlo pode ser feito por alteração do ângulo das pás da turbina ou por regulação da velocidade de rotação. Tradicionalmente, o controlo de *pitch* é usado para limitar a potência extraída do vento quando a velocidade do vento é superior à velocidade nominal. Neste caso, essa estratégia de controlo é modificada de forma a que o controlo de *pitch* responda também às variações de frequência, conforme se demonstra na figura 3.23.

Figura 3.23 - controlo de *pitch* [31].

O controlo por regulação da velocidade de rotação, cujo modelo está demonstrado na figura 3.24, é conseguido através de electrónica de potência e por isso a sua actuação é mais rápida que no caso do controlo de *pitch*.

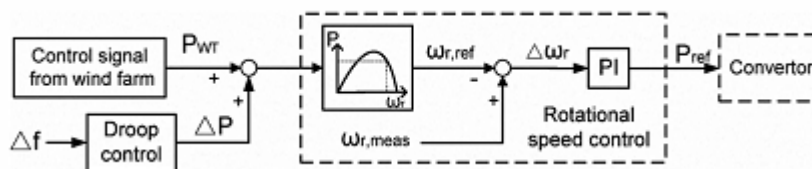


Figura 3.24 - Controlo por velocidade de rotação [31].

A combinação destes três modelos de controlo permite atenuar os problemas de estabilidade da frequência. Assim, a taxa de variação de frequência diminui com o *inertial control*, o valor mínimo da frequência aumenta com o *inertial control* e com o *droop control* e o *deloading control* permite reduzir o desvio permanente do valor da frequência.

Em relação ao trabalho desenvolvido em [10], têm especial interesse as secções referentes à operação do aerogerador com margem de reserva de potência e ao controlo de *pitch*. O autor considera uma margem de reserva de 20%, definindo assim a curva de potência ótima e a curva com margem de reserva, conforme se pode verificar pela figura 3.25.

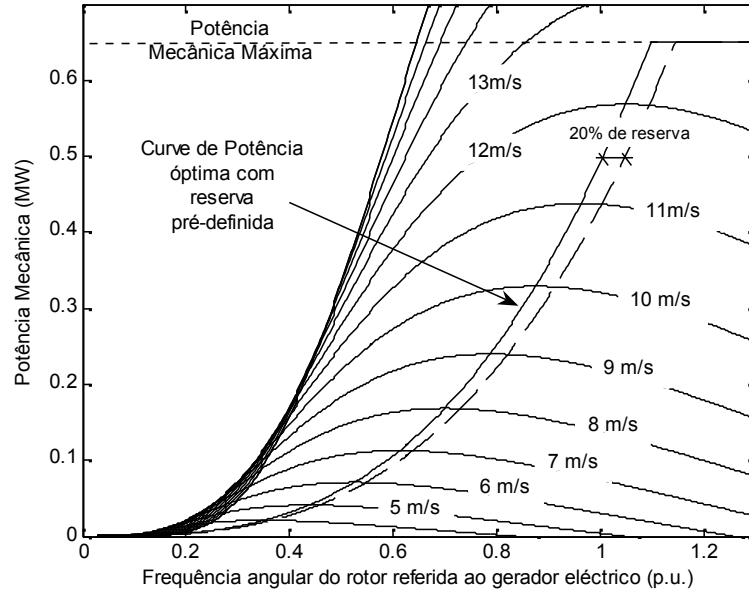


Figura 3.25 - Curva de potência óptima e curva com reserva de potência [10].

Observando a figura 3.26, verifica-se que pode ser usada uma equação linear para descrever as mudanças de velocidade e potência para uma determinada velocidade de vento ao longo da margem de 20% de reserva.

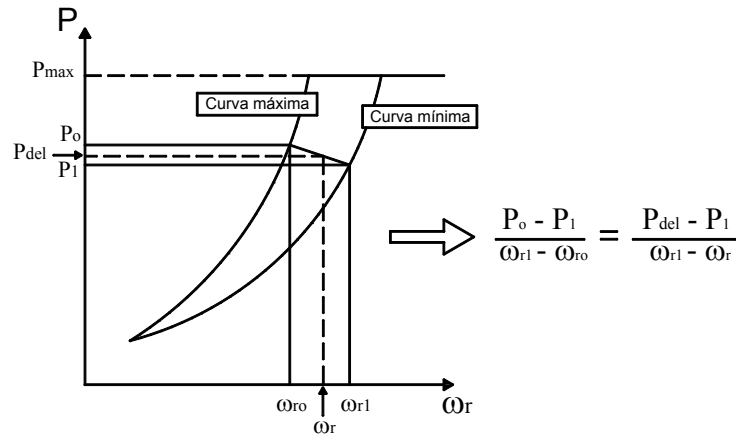


Figura 3.26 - Diagrama esquemático da curva de potência óptima com reserva [10].

Na equação exposta na figura 3.26, P_0 e w_{r0} são, respectivamente, a potência e a velocidade de rotação referentes à curva de máxima potência enquanto que P_1 e w_{r1} são, respectivamente, a potência e a velocidade de rotação referentes à curva com margem de reserva. Obtendo a velocidade real de rotação, w_r , é possível calcular o valor da potência de referência, através da equação 3.5, utilizando-o no modelo de controlo exposto na figura 3.27.

$$P_{opt} = P_{del} = P_1 + \frac{P_0 - P_1}{w_{r1} - w_{r0}} (w_{r1} - w_r) (W) \quad (3.5)$$

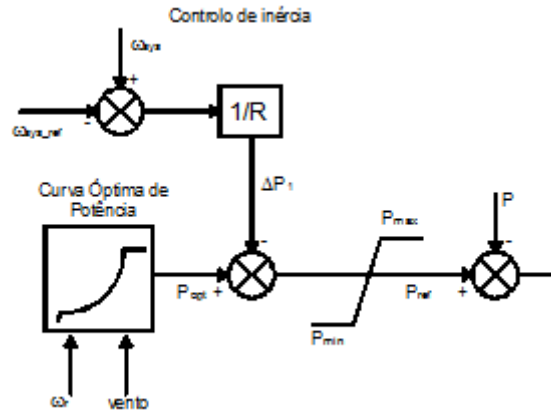


Figura 3.27 - Controlo de potência activa [10].

Para que exista um equilíbrio perfeito entre a potência mecânica produzida pela turbina e a potência eléctrica imposta pelo controlo de potência activa (P_{opt}) o controlo de *pitch* deve variar o ângulo das pás adequadamente, tal que o valor mínimo que este ângulo deve assumir no controlo, corresponda ao ângulo de *pitch* pré-definido da curva de potência máxima, conforme se pode verificar pela figura 3.28.

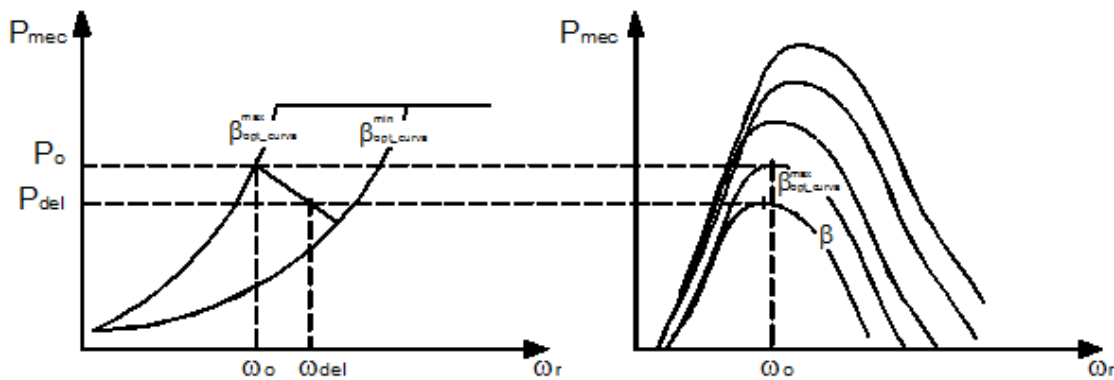


Figura 3.28 - Variação do ângulo de passo das pás [10].

Conforme se pode verificar pela figura 3.28, quanto menor é o ângulo de passo, maior é a potência eléctrica produzida pelo gerador. Assim, quando o valor de referência da potência eléctrica na malha de controlo de potência activa varia, o controlo de *pitch* varia o ângulo das pás de forma a que a potência eléctrica produzida vá de encontro ao valor de referência.

O controlo de *pitch* assume, então, a seguinte estratégia de controlo:

- Para velocidades de vento abaixo do valor limite, a potência activa imposta ao gerador é definida pela equação 3.5 e a velocidade de referência utilizada no controlo de *pitch* é dada por:

$$w_{ref} = \frac{P_{del}}{T_m} \text{ (rad/s)} \quad (3.6)$$

- Para velocidades de vento superiores ao valor limite, o controlo de *pitch* é usado para limitar a energia extraída do vento, limitando assim a potência eléctrica produzida ao valor nominal (P_{max}).

$$\omega_{ref} = \frac{P_{max}}{T_m} \text{ (rad/s)} \quad (3.7)$$

Os valores de referência calculados para a velocidade de rotação, são usados no modelo de controlo de *pitch* desenvolvido e que se encontra demonstrado na figura 3.29.

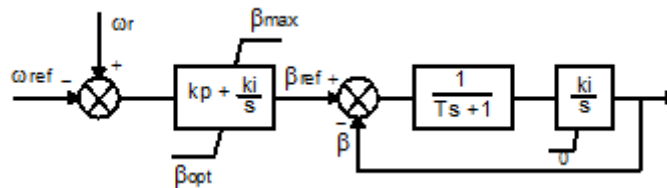


Figura 3.29 - Modelo de controlo de *pitch* [10].

3.4 - Conclusão

Com o aumento da integração de energia eólica nas redes têm sido colocados novos desafios, principalmente aos operadores dos sistemas eléctricos e aos fabricantes de aerogeradores. Quando os níveis de integração eram baixos, o funcionamento dos aerogeradores não era regulado e os operadores apenas impunham a sua saída de serviço em caso de perturbações na rede. Com a evolução da tecnologia, os aerogeradores aumentaram tanto em número com em nível de potência instalada, tornando os parques eólicos responsáveis pela produção de uma considerável percentagem da energia eléctrica total consumida em alguns países.

Com o aumento da importância da energia eólica no sistema eléctrico, os países pioneiros na introdução deste tipo de produção começaram a deparar-se com alguns problemas que iriam limitar num futuro próximo a integração de energia eólica. Por isso, a produção dos parques eólicos passou a ser regulada, tendo alguns países elaborado códigos de rede que impõem requisitos de funcionamento aos geradores eólicos. Graças à evolução das máquinas eléctricas e da electrónica de potência, os aerogeradores actuais são capazes de fornecer serviços de sistema para o controlo do sistema eléctrico, tal como as centrais convencionais. Isto possibilita que os aerogeradores funcionem como complemento às centrais convencionais no fornecimento de alguns serviços de sistema.

Os aerogeradores actuais são equipados com máquinas de velocidade variável apresentando vantagens em relação à eficiência e à capacidade de controlo. No entanto, este tipo de geradores são ligados à rede através de conversores electrónicos que permitem o seu funcionamento a velocidade variável mas que implicam um desacoplamento entre a frequência da rede e a frequência do gerador. Então, para que os aerogeradores sejam capazes de responder às variações de frequência tal como as máquinas síncronas convencionais é necessário desenvolver novos métodos de controlo que permitam emular a inércia natural das máquinas síncronas e regular a potência produzida em função da

frequência da rede. Este tema tem sido alvo de vários estudos, tendo sido desenvolvidos vários modelos de controlo para dotar os aerogeradores de resposta inercial e regulação primária de frequência. No entanto, a regulação primária de frequência implica o desperdício de alguma energia disponível no vento. Devido a este facto, tem sido um tema bastante discutido e com várias estratégias propostas para a gestão da energia eólica de forma a minimizar o desperdício de energia do vento. Com o aumento previsto da integração para os próximos anos, espera-se um desenvolvimento dos códigos de rede e das tecnologias de controlo dos aerogeradores para que se consiga uma integração eficiente da energia eólica na rede.

Capítulo 4

Modelização e controlo de um sistema de geração eólico baseado na máquina síncrona de velocidade variável

4.1 - Introdução

Os níveis de integração de energia eólica em alguns países têm apresentado desafios aos operadores dos sistemas eléctricos que já se depararam com problemas que poderão limitar a introdução de mais aerogeradores nas redes eléctricas durante os próximos anos. A energia eólica tem adquirido uma importância cada vez maior no sistema eléctrico o que faz com que actualmente os aerogeradores já não sejam vistos apenas como simples produtores de energia eléctrica a partir de uma fonte de energia renovável. Para que seja possível uma integração contínua de energia eólica nas redes, os operadores do sistema perceberam que os aerogeradores devem ser considerados de forma semelhante às centrais convencionais, contribuindo com serviços de sistema para o controlo do sistema eléctrico.

A evolução da tecnologia durante os últimos anos, principalmente a electrónica de potência e as máquinas de velocidade variável, permitiram uma conversão mais eficiente da energia eólica e dotaram os aerogeradores de capacidade de fornecer serviços auxiliares como o controlo de tensão e potência activa, sobrevivência a cavas de tensão e emulação de inércia. Actualmente, o gerador de indução duplamente alimentado e o gerador síncrono com conversor integral são os que apresentam melhores capacidades de controlo, o que faz com que sejam os tipos de geradores mais utilizados nos aerogeradores mais recentes. Entre estes dois tipos de aerogeradores, o gerador síncrono com excitação por ímanes permanentes apresenta uma maior eficiência na conversão energia eólica, tal como já foi referido no capítulo 2. No entanto, a elevada eficiência é conseguida graças à sua ligação à rede através de um conversor electrónico, o que provoca um desacoplamento entre a frequência da rede e a frequência do gerador. Sendo assim, é necessário desenvolver métodos de controlo que permitam aos aerogeradores o fornecimento de serviços auxiliares de forma a que estes possam substituir as centrais que utilizam combustíveis fósseis num futuro próximo.

O desenvolvimento de métodos de controlo para que os aerogeradores possam fornecer serviços auxiliares tem sido um desafio para fabricantes de aerogeradores e investigadores, existindo actualmente diversos trabalhos sobre este tema. Nesta dissertação, pretende-se desenvolver um modelo de controlo para dotar os aerogeradores de regulação primária de frequência, quer através da injeção da energia cinética armazenada nas pás da turbina e no gerador para uma regulação rápida, quer através do aumento de produção de energia eléctrica para regulação de frequência durante períodos de tempo mais elevados.

A configuração típica de um sistema de energia eólica equipado com máquina síncrona de velocidade variável consiste numa turbina eólica, um gerador síncrono de ímanes permanentes, um conversor AC/DC, um *link* DC e um conversor DC/AC, conforme está representado na figura 4.1. O funcionamento a velocidade variável implica que a saída do gerador seja variável em frequência sendo necessário fazer a rectificação para, posteriormente, ser convertida para a frequência da rede.

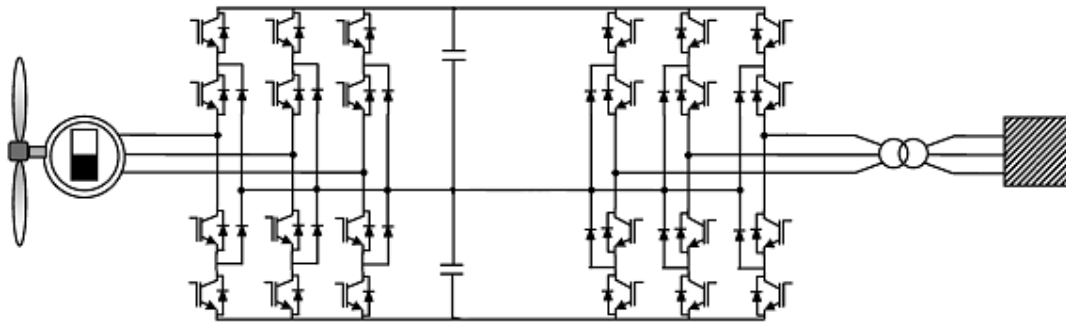


Figura 4.1 - Sistema de conversão de energia eólica equipado com máquina síncrona de ímanes permanentes e conversor integral [32].

Para o estudo de comportamento dinâmico que se pretende fazer, será utilizado o software Matlab/Simulink, onde será desenvolvido o modelo da turbina e do gerador síncrono de ímanes permanentes representado pelas equações matemáticas que descrevem o seu comportamento. Sobre os modelos desenvolvidos serão implementados os modelos de controlo para dotar o aerogerador de controlo inercial e controlo primário de frequência.

4.2 - Modelização da turbina eólica

A energia cinética associada a uma massa de ar pode ser obtida por:

$$E_c = \frac{1}{2} \times m \times v^2 \text{ (J)}, \quad (4.1)$$

em que:

- m - massa do ar (kg);
- v - velocidade de deslocação do ar (m/s).

A passagem de uma massa de ar por uma turbina eólica permite extrair uma potência dada por:

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 \text{ (W)}, \quad (4.2)$$

em que:

- ρ - massa volúmica do ar (kg/m^3);
- A - área de varrimento das pás (m^2);
- v - velocidade de deslocação do ar (m/s).

Como a energia captada pela turbina depende do fluxo de ar que passa pelas pás, se toda a energia cinética do ar fosse extraída, após a passagem pelas pás o ar não teria velocidade e por isso o fluxo de ar seria anulado. Assim, existe uma relação entre a potência eólica disponível e a potência extraída pelas pás chamada coeficiente de potência (C_p). O coeficiente de potência é então dado por:

$$C_p = \frac{P_{mec}}{P_{vento}} = \frac{P_{mec}}{\frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3}, \quad (4.3)$$

em que:

- P - potência eólica disponível no vento (W);
- P_m - potência mecânica produzida pela turbina (W).

Como foi dito anteriormente, não é possível extrair toda a energia cinética da massa de ar, existindo assim um valor máximo teórico para o coeficiente de potência. Segundo pesquisas do físico alemão Albert Betz na década de 20 do século passado, a potência máxima teórica que é possível extrair de uma turbina eólica ocorre quando o vento, ao deixar as pás, apresenta um terço da velocidade que tinha antes de tocá-las. O coeficiente de potência máximo, designado por coeficiente de Betz, apresenta então um valor de 0,593 (59,3%). As turbinas eólicas actuais apresentam um coeficiente de potência na ordem dos 40% [7].

A potência mecânica no eixo da turbina pode, então, ser definida por:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \times \rho \times C_p \times A \times v^3 \text{ (W)}, \quad (4.4)$$

Os aerogeradores possuem ainda dois factores que afectam o coeficiente de potência:

- a razão entre a velocidade da extremidade da pá e a velocidade do vento (λ), (*"tip speed ratio"*, na literatura anglo-saxónica) que está relacionada com o número de pás da turbina;
- o ângulo de passo da pá (β), (*"pitch angle"*, na literatura anglo-saxónica) que representa o ângulo com que a pá é exposta ao vento.

O valor de λ pode ser obtido por:

$$\lambda = \frac{v_{p\acute{a}}}{v_{vento}} = \frac{w \times R}{v_{vento}}, \quad (4.5)$$

em que:

- w - velocidade angular da pá (rad/s);
- R - raio do rotor aerodinâmico (m).

Nas máquinas equipadas com controlo *pitch*, é possível rodar a pá em torno do seu eixo horizontal de forma a modificar o ângulo a que a pá é exposta ao vento. Este tipo de controlo é importante para a optimizar a potência activa produzida pela turbina e para proteger a máquina, reduzindo a captação de vento quando este apresenta velocidades elevadas.

O coeficiente de potência pode então ser definido como função de λ e β e, para máquinas de velocidade variável, o seu valor pode ser obtido por [10]:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \times \beta - 5 \right) e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}}, \quad (4.6)$$

em que:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08 \times \beta} - \frac{0,035}{\beta^2 + 1}} \quad (4.7)$$

A figura 4.2 apresenta as curvas $C_p - \lambda$ para alguns valores de β .

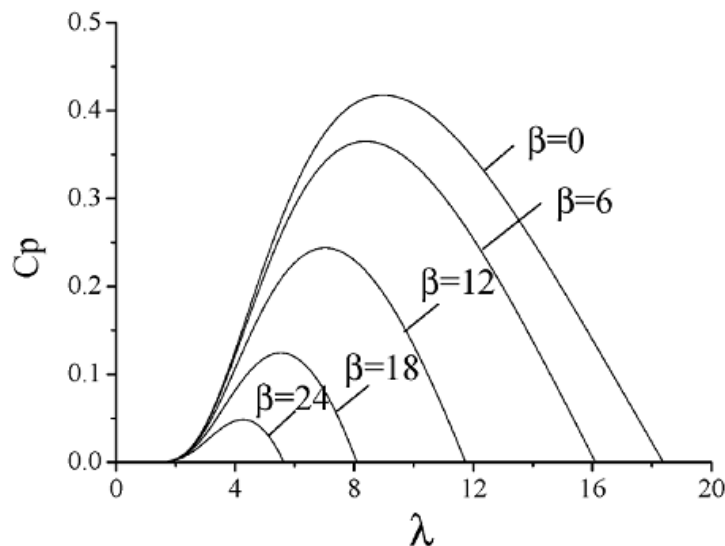


Figura 4.2 - Coeficiente de potência em função de λ e β [7].

A partir da potência mecânica pode obter-se o binário mecânico fornecido pela turbina:

$$T_m = \frac{P_m}{w} = \frac{1}{2} \times \rho \times \frac{C_p(\lambda, \beta)}{\lambda} \times \pi \times R^3 \times v^2 \text{ (N.m)} \quad (4.8)$$

A principal vantagem da utilização de máquinas de velocidade variável é a possibilidade de regular a velocidade de rotação da turbina de forma a extrair a máxima potência possível

para cada valor da velocidade do vento (“*maximum power point tracking*”, na literatura anglo-saxónica). Como a velocidade exacta do vento é difícil de obter, calcula-se o ponto de potência máxima para cada velocidade específica do vento pela seguinte expressão [7]:

$$P_{max} = \frac{1}{2} \times \rho \times \pi \times R^2 \times \left(\frac{w \times R}{\lambda_{opt}} \right)^3 \times C_{p\ opt}(W), \quad (4.9)$$

em que λ_{opt} e $C_{p\ opt}$ são os valores óptimos da razão de velocidade das pás e do coeficiente de potência, respectivamente, que dão origem ao valor de potência máxima. Obtém-se assim a característica de *maximum power point tracking* [7], representada na figura 4.3.

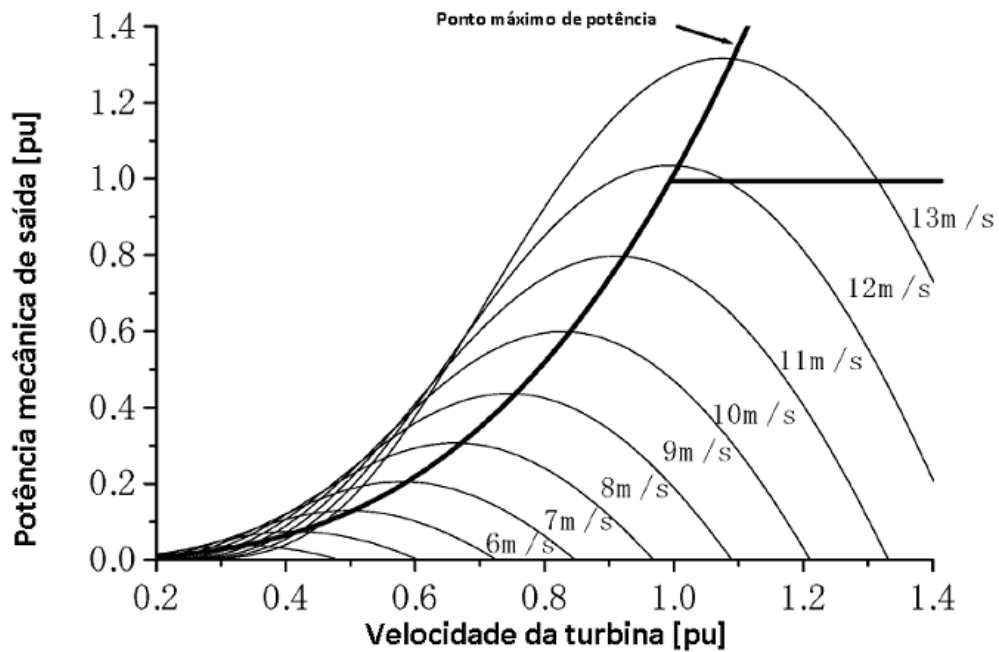


Figura 4.3 - Característica de *maximum power point tracking* [7].

4.3 - Modelização do gerador síncrono de velocidade variável

Nos aerogeradores equipados com gerador síncrono de velocidade variável podem ser usados dois tipos de geradores que diferem entre si no modo de criação do campo magnético.

No gerador síncrono de excitação separada, o campo magnético de excitação é criado através de um gerador CC ou de uma ligação à rede através de um rectificador.

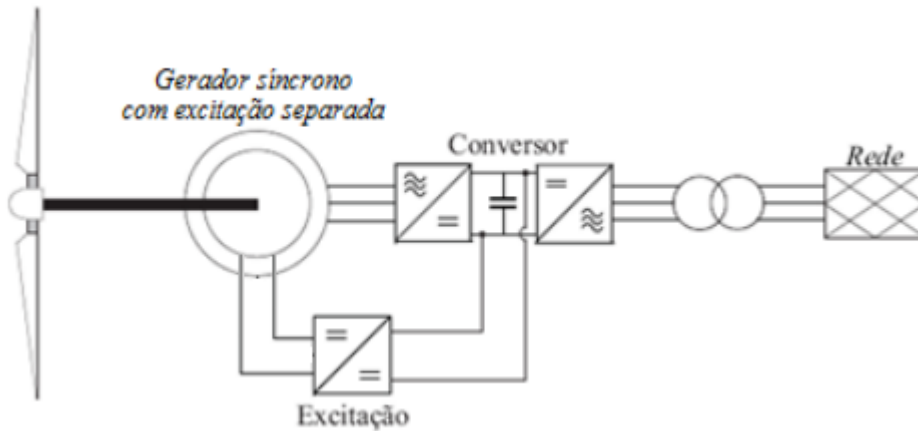


Figura 4.4 - Aerogerador com máquina síncrona de excitação separada [7].

O gerador síncrono de ímanes permanentes realiza uma auto-excitação, o que permite funcionar com elevada eficiência.

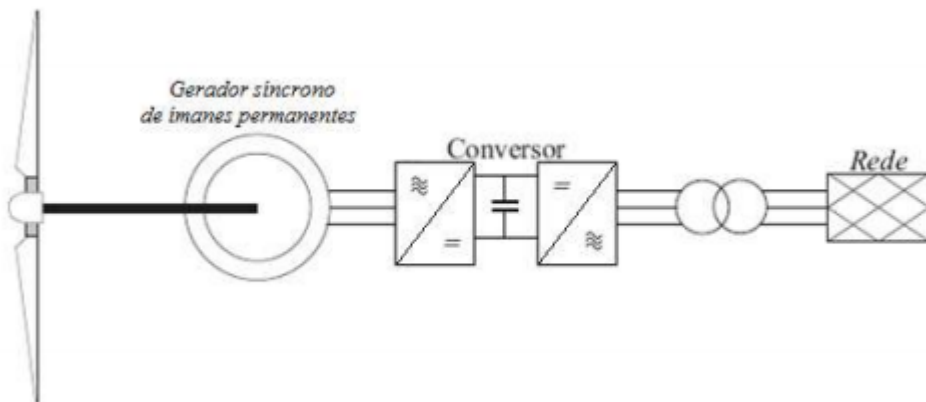


Figura 4.5 - Aerogerador com máquina síncrona de ímanes permanentes [7].

Para a modelização de máquinas síncronas considera-se que a distribuição do fluxo de magnetização do rotor é sinusoidal [7]. Assim, a tensão interna induzida no estator pode ser definida por:

$$E = j \times \omega \times \psi = j \times 2\pi f \times \psi \text{ (V)}, \quad (4.10)$$

em que:

- ω - velocidade de rotação eléctrica do gerador (rad/s);
- f - frequência eléctrica (Hz);
- ψ - fluxo fornecido pelo circuito de excitação (Wb).

As equações da tensão do gerador são expressas no referencial d-q constituído pelo eixo de simetria magnética que se localiza segundo o pólo magnético (eixo directo (d)) e pelo eixo magnético que se localiza na zona interpolar (eixo em quadratura (q)). Não são considerados os enrolamentos amortecedores dado que o efeito destes não é relevante para estudos de

dinâmica do gerador [33]. As equações podem, então, ser expressas na seguinte forma [33], [13]:

$$u_{sd} = R_s i_{sd} - p w_r L_q i_{sq} + L_d \frac{d i_{sd}}{dt}, \quad (4.11)$$

$$u_{sq} = R_s i_{sq} + p w_r L_d i_{sd} + L_q \frac{d i_{sq}}{dt} + p w_r \psi, \quad (4.12)$$

$$u_{fd} = r_f i_f + \frac{d \psi_f}{dt}, \quad (4.13)$$

sendo o fluxo no estator definido por:

$$\psi_{sd} = L_d i_{sd} + \psi, \quad (4.14)$$

$$\psi_{sq} = L_q i_{sq}, \quad (4.15)$$

em que:

- u_{sd} - componente da tensão terminal no estator referente ao eixo d (V);
- u_{sq} - componente da tensão terminal no estator referente ao eixo q (V);
- u_{fd} - tensão do enrolamento de campo (V);
- i_{sd} - componente da corrente no estator referente ao eixo d (A);
- i_{sq} - componente da corrente no estator referente ao eixo q (A);
- i_f - corrente no enrolamento de campo (A);
- L_d - componente da indutância no estator referente ao eixo d (H);
- L_q - componente da indutância no estator referente ao eixo q (H);
- p - número de pares de pólos;
- ψ - fluxo induzido pelo sistema de excitação nos enrolamentos do estator (Wb);
- ψ_f - fluxo do enrolamento de campo (Wb).

No caso de a máquina ser de ímanes permanentes, não se aplica a equação 4.13 uma vez que não existe tensão do enrolamento de campo e o fluxo criado pelos ímanes permanentes é constante e determinado pela arquitectura de construção da máquina [33].

O binário eléctrico do gerador pode, então, ser obtido por:

$$T_e = \frac{3}{2} \times p [(L_d - L_q) \times i_{sd} \times i_{sq} + \psi \times i_{sq}] \quad (4.16)$$

Sendo o gerador síncrono de ímanes permanentes uma máquina de rotor bobinado, considera-se que $L_d = L_q$ [7] e, então, o binário eléctrico pode ser definido por:

$$T_e = \frac{3}{2} \times p \times \psi \times i_{sq} \quad (4.17)$$

A potência activa e reactiva pode ser obtida por:

$$P = \frac{3}{2} [u_{sd} i_{sd} + u_{sq} i_{sq}] \quad (4.18)$$

$$Q = \frac{3}{2} [u_{sq} i_{sd} - u_{sd} i_{sq}] \quad (4.19)$$

Uma vez que se considera a utilização da máquina síncrona de ímanes permanentes com um número elevado de pólos, dispensa-se a utilização da caixa de velocidades e por isso a turbina é ligada directamente ao gerador. Sendo assim, o comportamento do sistema de eixo mecânico pode ser definido por:

$$T_E - T_M = J \frac{dw}{dt} + Fw, \quad (4.20)$$

em que:

- T_E - binário eléctrico fornecido pelo gerador (N.m);
- T_M - binário mecânico fornecido pela turbina (N.m);
- J - Momento de inércia do conjunto turbina - gerador (kg.m^2);
- F - Coeficiente de viscosidade (N.m.s.rad^{-1}).

4.4 - Conversor do lado do gerador

O conversor do lado do gerador consiste num conversor AC/DC constituído por uma ponte trifásica de IGBTs. A utilização de IGBTs permite controlar a tensão aos terminais do gerador e possibilita a passagem de corrente do gerador para a rede e da rede para o gerador [7]. Este conversor é responsável por controlar a velocidade de rotação do conjunto turbina - gerador e o factor de potência. O controlo dos IGBTs é feito através de modulação por largura de impulso (*"pulse width modulation"* (PWM), na literatura anglo-saxónica), controlando assim o binário entregue pelo gerador e consequentemente a velocidade de rotação. A figura 4.6 apresenta a estrutura de controlo do conversor do lado do gerador [13].

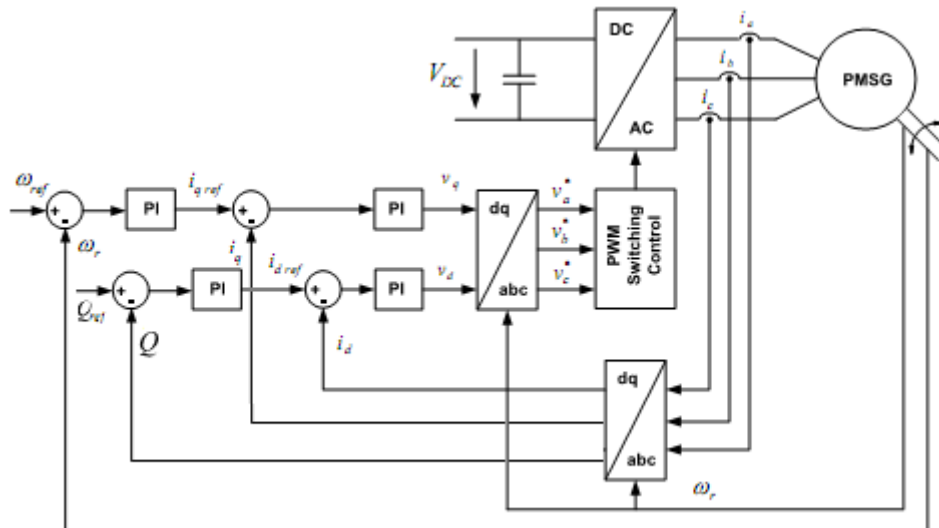


Figura 4.6 - Estrutura de controlo do conversor do lado do gerador.

Para evitar trabalhar com controlos não lineares multivariável, serão utilizados controlos do tipo proporcional-integral (PI) em que os ganhos são ajustados por tentativa-erro até se obter a resposta desejada.

Para cada velocidade de vento existe uma velocidade de rotação da turbina que corresponde à potência máxima produzida. Então, o objectivo é colocar o conjunto turbina-gerador a rodar a essa velocidade óptima. Assim, a velocidade de rotação real é comparada com a velocidade de referência dando origem a um erro de velocidade que após passar num controlo PI é transformado num valor de referência da componente q da corrente. Essa corrente é comparada com a corrente real dando origem a um erro de corrente que após passar num controlo PI é transformado num valor de tensão V_q .

Um valor de referência da potência reactiva é comparado com a potência reactiva real dando origem a um erro que após passar num controlo PI é transformado num valor de referência de corrente. Essa referência é comparada com a componente d da corrente real dando origem a um erro de corrente. Esse erro passa por um controlo PI onde é transformado num valor de tensão V_d .

Obtidas as componentes d e q da tensão, é feita a transformada inversa de Park, dando origem a um sinal trifásico de tensão que, por sua vez, é comparado com uma onda do tipo dente de serra dando origem aos sinais de controlo dos IGBTs. O controlo dos IGBTs permite regular o binário eléctrico transmitido pelo gerador. Assim, se a velocidade de rotação real for inferior à velocidade óptima, o controlo é feito de forma a aumentar a potência eléctrica entregue pelo gerador, aumentando assim a velocidade de rotação.

4.5 - Modelização da ligação CC (link DC)

Devido ao funcionamento da turbina e do gerador a velocidade variável, a frequência de saída do gerador é também variável. Por isso, é feita uma conversão para corrente contínua para depois o conversor do lado da rede fazer a conversão para a frequência da rede. Entre os dois conversores existe uma ligação em corrente contínua que inclui um condensador cuja

função é estabilizar a tensão na ligação entre o conversor do lado da máquina e o conversor do lado da rede, permitindo o correcto funcionamento de ambos.

Excluindo as perdas, a potência armazenada no condensador pode ser definida por:

$$P_c = P_g - P_{inv} (W), \quad (4.21)$$

em que:

- P_g - Potência entregue pelo gerador (W);
- P_{inv} - Potência enviada para o inversor (W).

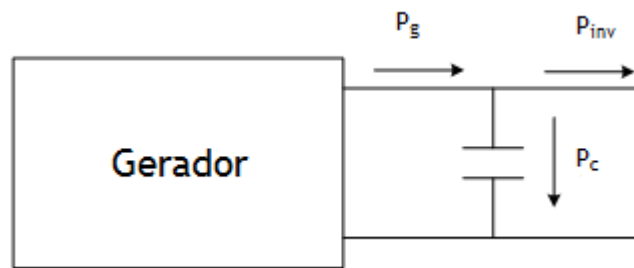


Figura 4.7 - Fluxo de potência no *link DC*.

A potência armazenada no condensador pode ainda ser definida por:

$$P_c = V_{DC} \times I_{DC} (W), \quad (4.22)$$

em que:

- V_{DC} - tensão do *link DC* (V);
- I_{DC} - Corrente que passa no condensador (A).

A tensão do *link DC* pode ser definida por:

$$V_{DC} = \frac{1}{C} \int I_{DC} dt, \quad (4.23)$$

em que:

- C - Capacidade do condensador do *link DC* (F).

Combinando as equações 4.22 e 4.23 e utilizando a transformada de Laplace, o modelo dinâmico do *link DC* pode ser representado conforme se demonstra na figura 4.8.

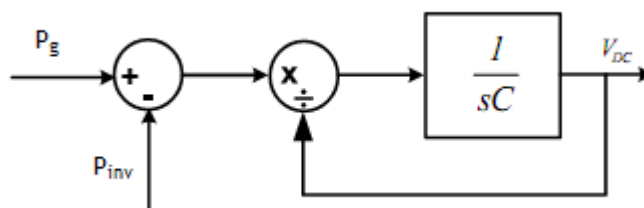


Figura 4.8 - Modelo dinâmico do *link DC*

4.6 - Conversor do lado da rede

O conversor do lado da rede consiste num conversor do tipo PQ que entrega à rede um valor de potência activa e reactiva pré-estabelecido, com uma tensão e frequência fixas e iguais aos valores estipulados pela rede. É constituído por um inversor trifásico de IGBTs controlados através de modulação por largura de impulso. Na figura 4.9 está demonstrada a estrutura de controlo do conversor do lado da rede.

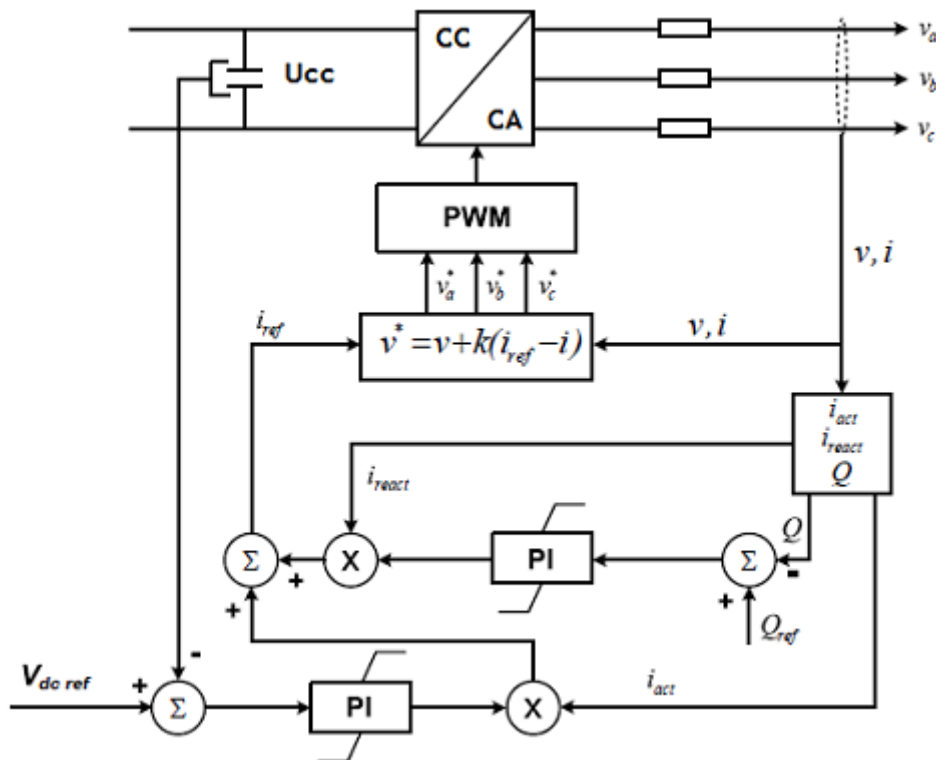


Figura 4.9 - Estrutura de controlo do conversor do lado da rede [13].

O conversor do lado da rede tem como principal objectivo o controlo da tensão no *link DC* e das potências activa e reactiva injectada na rede. As variações na potência entregue pelo gerador provocam um desvio entre a tensão de referência e a tensão da ligação CC que é corrigida actuando na potência entregue à rede.

Como se pode verificar pela figura 4.9, o conversor é composto por duas malhas de controlo em que uma controla a componente activa da corrente e a outra controla a corrente reactiva. A soma das duas componentes é utilizada para criar uma tensão trifásica que irá regular o fluxo de potência activa e reactiva entregue à rede.

4.7 - Estratégia de controlo adoptada

O objectivo desta dissertação consiste em desenvolver modelos de controlo para dotar os aerogeradores de controlo inercial e controlo de frequência. Como esse tipo de controlo é feito ao nível da turbina e do gerador, não se torna necessário desenvolver o modelo do conversor do lado da rede. Assim, serão desenvolvidos os modelos da turbina e do gerador e respectivos controlos para, de seguida, implementar sobre estes os modelos de controlo

inercial e regulação de frequência. Em alguns modelos foram introduzidos blocos (Transfer Fcn) que permitem representar as limitações de um sistema real relativamente aos tempos de actuação dos mecanismos de controlo. As características do gerador síncrono de ímanes permanentes serão divulgadas em anexo.

4.7.1 - Modelo da turbina eólica

O modelo da turbina eólica consiste na representação através de um modelo do *software* Matlab/Simulink das equações matemáticas desenvolvidas na secção 4.2. Como valores de entrada, possui a velocidade do vento e a velocidade de rotação real do conjunto turbina - gerador. O parâmetro R , representa o raio da turbina, onde foi considerado um valor de 41 metros. Para efeitos de simulação, a velocidade do vento pode ser obtida através de um sinal que simule a velocidade real do vento, enquanto que numa situação real esse valor seria obtido através da estação meteorológica situada no aerogerador. À saída do modelo obtém-se o binário e a potência mecânica produzida pela turbina eólica. O binário mecânico será entregue ao gerador através do eixo mecânico que liga a turbina e o gerador. O modelo da turbina desenvolvido pode ser visualizado na figura 4.10.

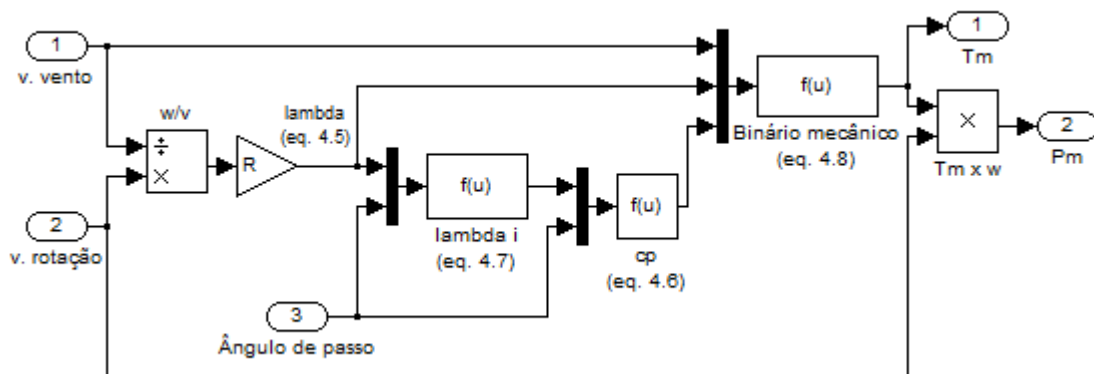


Figura 4.10 - Modelo da turbina eólica.

4.7.2 - Modelo do gerador síncrono de ímanes permanentes

O modelo do gerador síncrono de ímanes permanentes consiste na representação das equações matemáticas desenvolvidas na secção 4.3. Este modelo recebe como entradas o binário mecânico produzido pela turbina eólica e os valores das tensões, em coordenadas d-q, estabelecidas pelo sistema de controlo do gerador. Como saída obtém-se o binário eléctrico e os valores da corrente, em coordenadas d-q, que posteriormente serão utilizados para calcular a potência activa e reactiva produzida, através das equações 4.18 e 4.19.

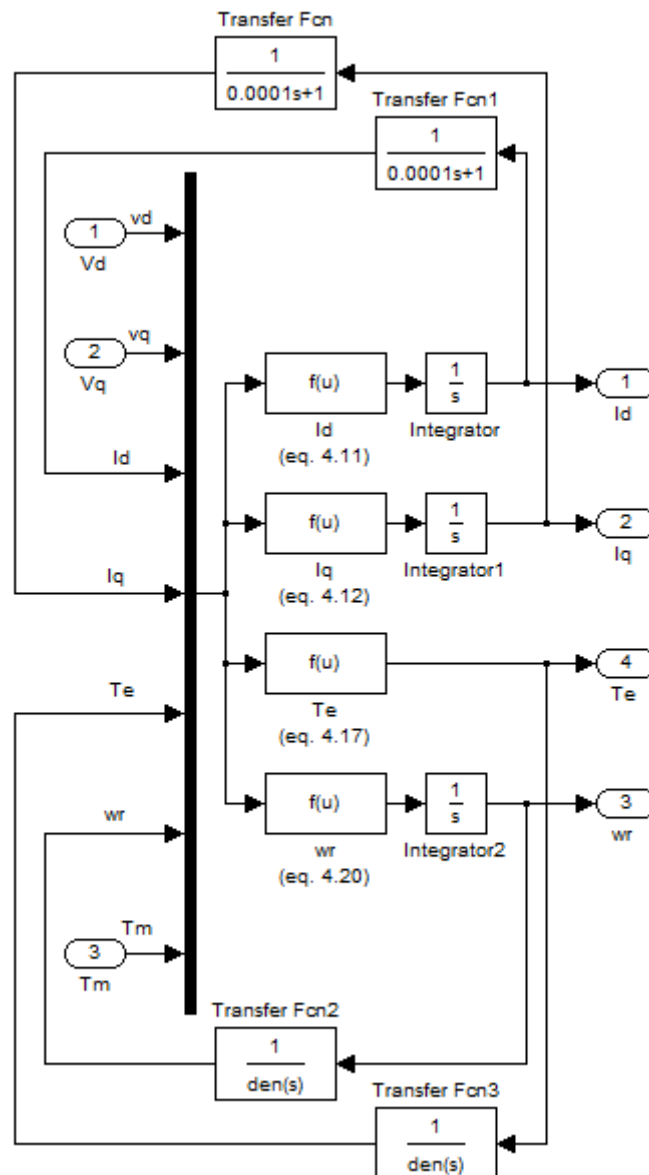


Figura 4.11 - Modelo do gerador síncrono de ímanes permanentes.

Neste modelo está também representado o sistema de eixo mecânico que, através da equação 4.20, permite calcular a velocidade de rotação do conjunto turbina-gerador.

4.7.3 - Modelo de controlo do gerador

O modelo de controlo do gerador é semelhante ao que foi explicado na secção 4.4 e pode ser visualizado através da figura 4.12. Como se trata de um caso de simulação, as equações matemáticas representam o modo de funcionamento dos componentes e por isso não é necessário modelizar o conversor com o controlo por PWM.

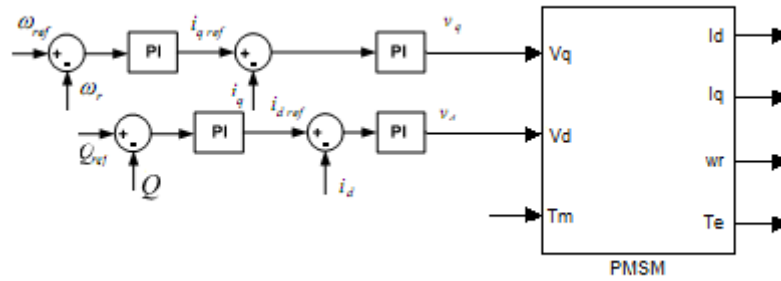


Figura 4.12 - Sistema de controlo do gerador.

A velocidade de rotação de referência é imposta por uma tabela de dados pré-definidos (*lookup table*) que recebe como entrada a velocidade do vento e fornece à saída a respectiva velocidade óptima de rotação.

4.7.4 - Modelo de controlo inercial

O modelo de controlo inercial tem como objectivo emular a inércia característica das máquinas síncronas ligadas directamente à rede. A inércia das massas em rotação permite injectar ou absorver energia, atenuando assim as variações de frequência. Para isso, é implementado um controlo adicional que, quando a frequência diminui, reduz a velocidade de rotação de referência para que seja libertada energia cinética e, quando a frequência aumenta, aumenta a velocidade de rotação de referência para absorver alguma da energia mecânica entregue pela turbina. Em regime de funcionamento normal, o aerogerador opera à potência máxima, com a velocidade de rotação correspondente ao ponto de máxima potência. Quando existe uma redução de frequência, o controlo inercial modifica o valor de referência da velocidade de rotação (reduzindo-a), de acordo com a derivada do desvio de frequência, conforme se pode verificar pela figura 4.13. Desta forma, por redução da velocidade de rotação do aerogerador em função da taxa de variação da frequência da rede onde este se encontra ligado, é possível libertar uma determinada quantidade de energia cinética de rotação, que se transforma em potência eléctrica injectada na rede. Este modelo possui um ganho (Gain20) que permite modificar a resposta do aerogerador à variação de frequência. O bloco representado por 'Transfer Fcn2' introduz um sistema de filtragem do tipo passa baixo de forma a evitar variações bruscas provenientes desta malha de controlo. O bloco representado por 'Saturation3' permite limitar a resposta inercial do aerogerador de forma que a velocidade de rotação não ultrapasse o limite mínimo de operação.

Este controlo da velocidade de referência é feito pelo *switch* representado na figura 4.14. A entrada do meio permite verificar se a potência mecânica produzida é superior ao valor nominal. Se essa condição for verdadeira, o valor da entrada de cima é colocado na saída. Se a condição for falsa, a saída apresenta o valor da entrada de baixo.

4.7.5 - Modelo de controlo primário de frequência

Para que o aerogerador consiga fazer regulação primária de frequência é necessário dispor de potência de reserva que permita aumentar a produção de forma a responder às descidas de frequência. Para isso, deve considerar-se uma determinada margem de reserva, definida como uma percentagem da potência produzida pelo aerogerador em cada momento. A reserva de potência pode ser conseguida através do deslocamento da velocidade de rotação em relação ao valor óptimo ou através do aumento do ângulo de passo das pás. O afastamento da velocidade de rotação em relação ao valor óptimo pode ser conseguido através do seu aumento ou diminuição. A estratégia adoptada nesta dissertação consiste em fazer o *deloading* através do aumento da velocidade de rotação até esta atingir o valor máximo. A partir desse ponto, o aumento do *pitch* complementa a regulação de velocidade de forma a conseguir a reserva de potência definida. O aumento da velocidade de rotação permite aumentar a energia cinética armazenada, tornando possível complementar a resposta da regulação primária de frequência com a resposta inercial do aerogerador. Caso se optasse pela redução da velocidade de rotação, para que o conjunto turbina/gerador libertasse energia cinética durante a actuação do controlo inercial, seria necessário diminuir ainda mais a velocidade de rotação o que poderia levar à ultrapassagem do seu limite mínimo. Por isso, a redução da velocidade de rotação levaria o aerogerador a um ponto de funcionamento instável. Para além disso, caso o controlo de frequência impusesse um aumento da potência produzida, o gerador iria consumir parte da potência mecânica fornecida pela turbina para aumentar a velocidade, dado que no ponto de funcionamento onde se encontra, o aumento de potência é conseguido com o aumento da velocidade de rotação. No caso do *deloading* através do aumento da velocidade de rotação, a diminuição da velocidade de rotação devido ao fornecimento de energia cinética, implica automaticamente um aumento da potência produzida. Através da análise da figura 4.15, é possível comprovar o comportamento do aerogerador para as diferentes estratégias de *deloading* referidas anteriormente. Pelas razões indicadas, considera-se que o *deloading* através do aumento da velocidade de rotação é a estratégia que apresenta melhores características.

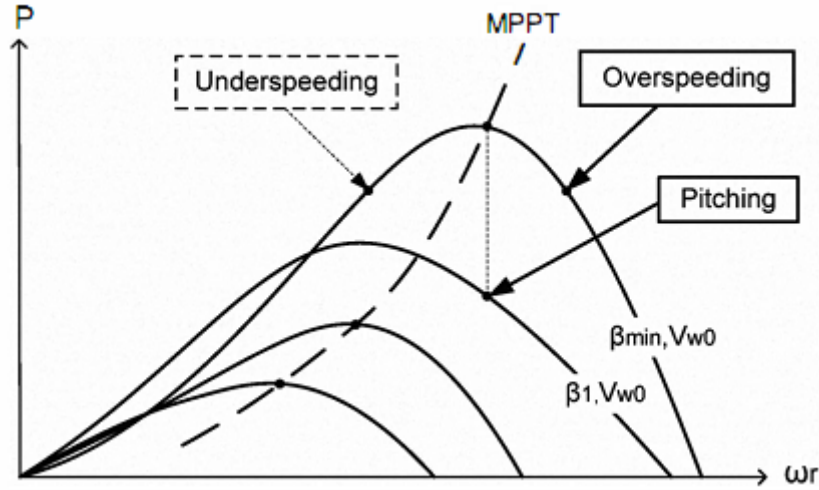


Figura 4.15 - Variação da potência produzida em função da velocidade de rotação e do *pitch* [31].

Para o cálculo do valor de referência da velocidade de rotação a introduzir no modelo de controlo do gerador, considerou-se o modelo matemático desenvolvido em [10] e demonstrado na figura 3.26. Neste caso, o modelo será aplicado de forma um pouco diferente uma vez que a variável a calcular será a velocidade de rotação (w_r). O valor de referência da velocidade de rotação pode ser calculado por:

$$w_{ref} = w_{del} - \frac{w_{del} - w_{opt}}{P_{opt} - P_{del}} (P_{ref} - P_{del}) \text{ (rad/s)}, \quad (4.26)$$

em que P_{opt} , w_{opt} , P_{del} e w_{del} são os valores referentes às curva de potência máxima e de reserva de potência, respectivamente, definidos previamente através de tabelas de dados pré-definidos, enquanto que P_{del} é o valor de referência de potência a partir do qual é calculada a respectiva velocidade de rotação.

Em funcionamento normal, esse valor de referência é o valor de potência com margem de reserva. Caso exista uma variação de frequência, o valor de P_{ref} é alterado, sendo calculada a respectiva velocidade de rotação. O controlo de frequência é ainda composto por um ganho (Gain7 na figura 4.16) que tem como objectivo emular o estatismo das máquinas síncronas ligadas directamente à rede. Esse ganho foi ajustado de forma que uma diminuição de 0,2 Hz dê origem a um aumento de potência de 0,1 p.u. Isto significa que o ganho não é fixo, estando dependente da velocidade do vento medida. Assim, para velocidades de vento mais elevadas e consequente produção mais elevada de potência, o aerogerador possui maior capacidade injeção de potência. O valor adicional de potência em p.u vindo do controlo de frequência é multiplicado pela potência de base (P_{opt}) e é adicionado à potência imposta pela *lookup table* (P_{del}). A potência adicional é também limitada a 0,1 p.u de forma que a velocidade de rotação não diminua mais que o valor óptimo, o que significaria uma redução na potência produzida por parte do aerogerador. O modelo de controlo desenvolvido pode ser visualizado na figura 4.16.

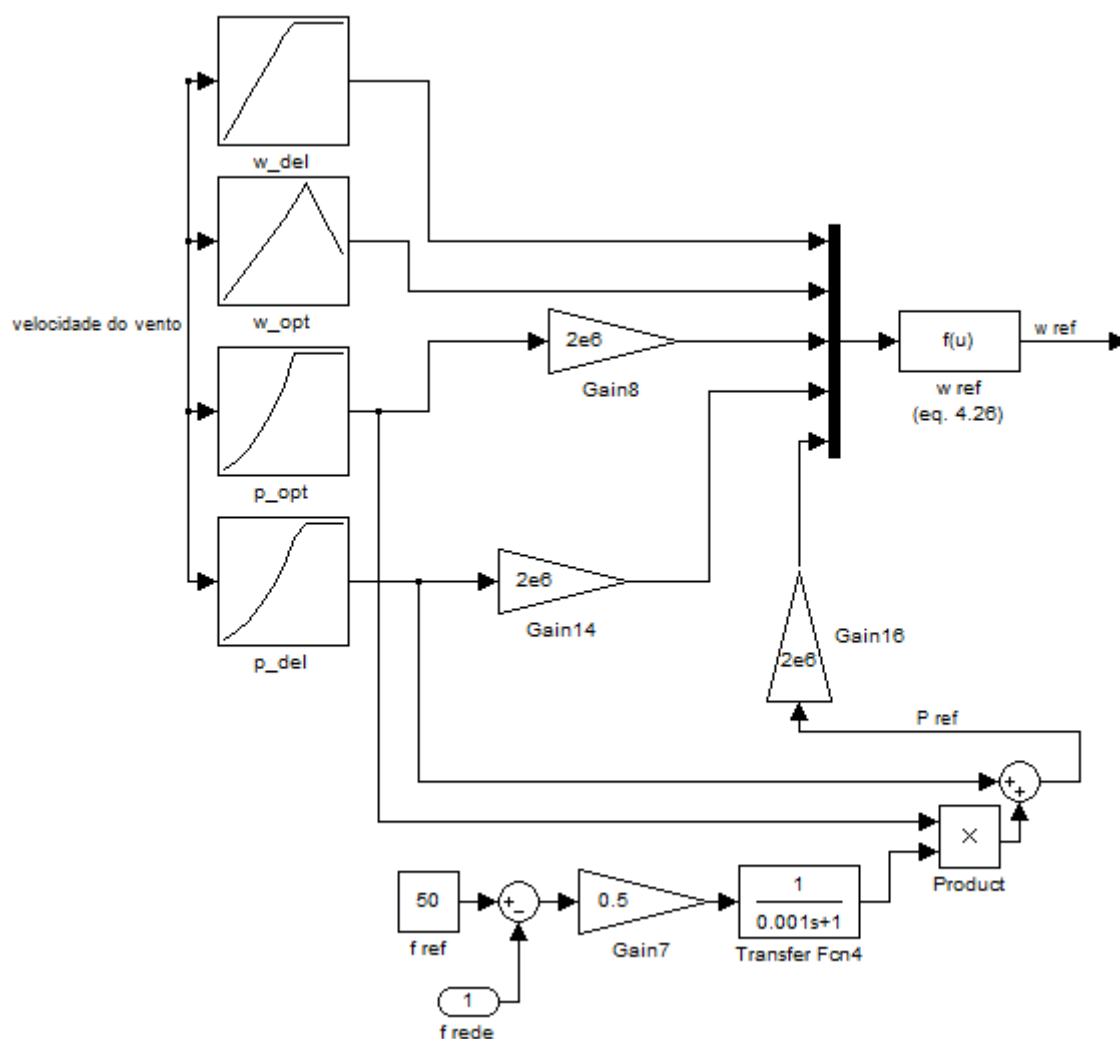


Figura 4.16 - Estratégia de controlo da velocidade de rotação com regulação de frequência.

O bloco representado por 'Transfer Fcn4' introduz um sistema de filtragem do tipo passa baixo de forma a evitar variações bruscas provenientes desta malha de controlo.

Para velocidades de vento em que o *deloading* a partir do aumento da velocidade de rotação ultrapassa o limite máximo, é necessário aumentar o ângulo das pás de forma a conseguir a reserva pretendida. Para isso foi desenvolvido um modelo de controlo de *pitch* semelhante aos modelos desenvolvidos em [10] e [31] e demonstrados nas figuras 3.29 e 3.23, respectivamente. O modelo desenvolvido está demonstrado na figura 4.17.

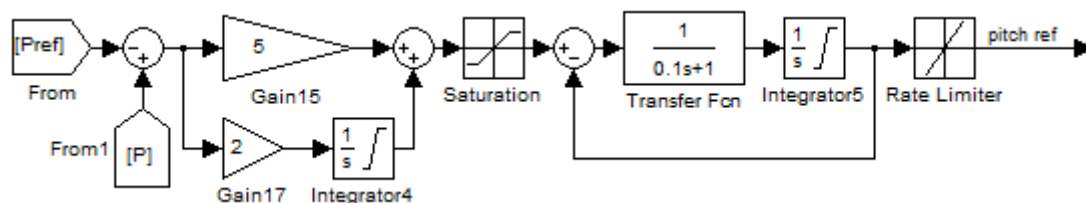


Figura 4.17 - Modelo de controlo do ângulo das pás.

Os valores de entrada neste modelo de controle são a potência de referência imposta pelo controle ilustrado na figura 4.16 (P_{ref}) e a potência de saída do gerador (P). Assim, quando a potência de saída do gerador é maior que a potência de referência, o ângulo das pás aumenta de forma a reduzir a potência produzida, até que esta seja igual ao valor de referência.

Para que os aerogeradores possam responder a variações de frequência de forma semelhante às máquinas síncronas ligadas directamente à rede, é possível combinar o modelo de controlo inercial com o modelo de controlo de frequência, ficando assim o aerogerador com capacidade de resposta rápida e capacidade de regular a frequência durante períodos mais longos. O modelo do controlo está representado na figura 4.18.

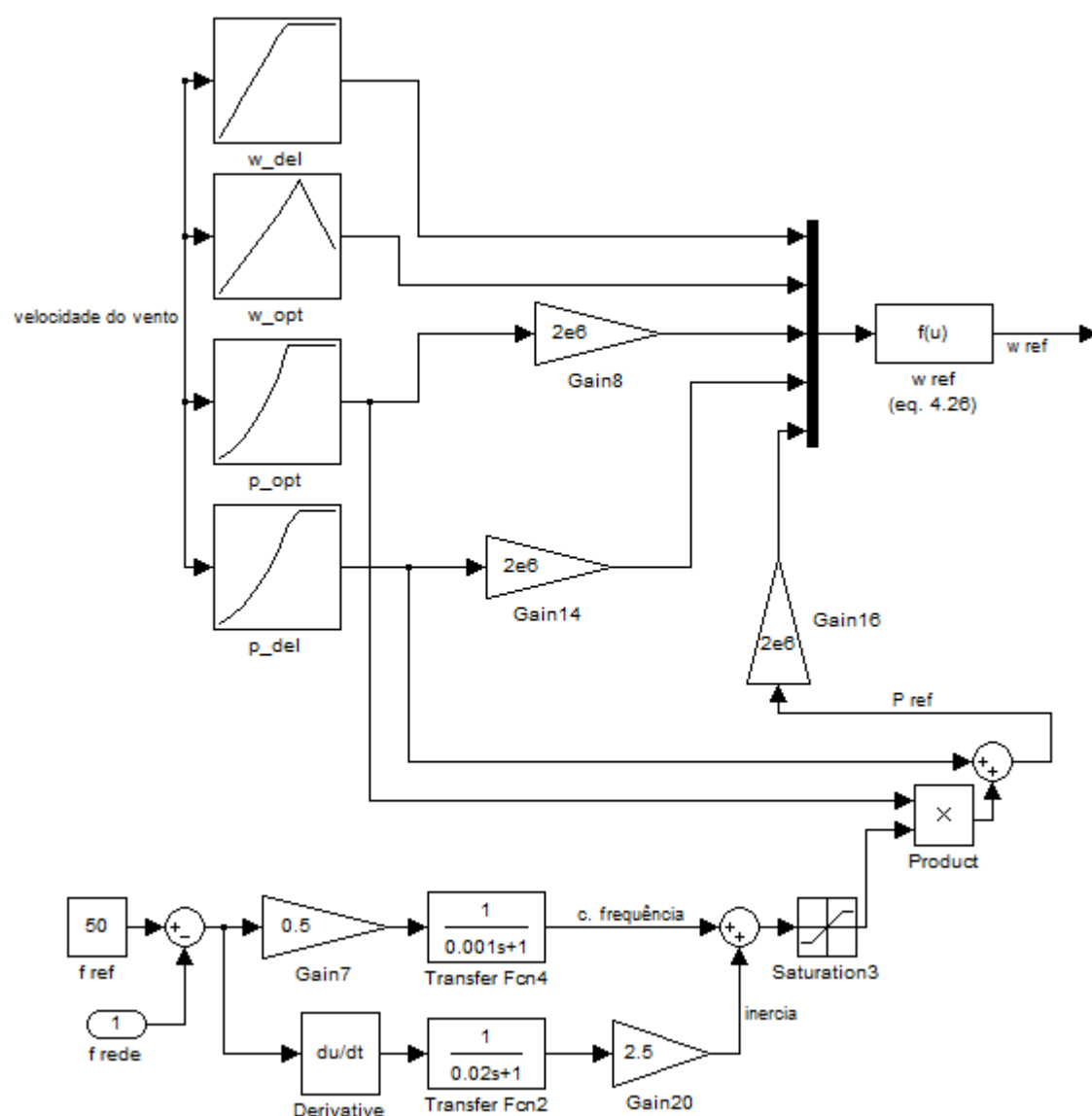


Figura 4.18 - Controle de velocidade de rotação com controle inercial e controle de frequência.

Os blocos ‘Transfer Fcn4’ e ‘Transfer Fcn2’ introduzem sistemas de filtragem do tipo passa baixo de forma a evitar variações bruscas provenientes destas malhas de controlo. Assim, é possível representar a resposta inercial rápida e a regulação primária de frequência.

4.8 - Conclusão

Neste capítulo foi apresentado o sistema de conversão de energia eólica em energia eléctrica de um aerogerador composto pela turbina eólica, gerador síncrono de velocidade variável e conversor integral assim como os sistemas de controlo utilizados e as estratégias de operação.

As modelizações matemáticas apresentadas permitem representar os componentes do aerogerador para efeitos de simulação numérica. Para a realização das simulações, foram construídos modelos em Matlab/Simulink, com base nas equações matemáticas da turbina, do gerador síncrono de ímanes permanentes e do sistema de eixo mecânico que os interliga, permitindo assim criar um modelo que permita simular o comportamento conjunto desses componentes. Este modelo possui ainda um sistema de controlo que permite operar o aerogerador conforme a estratégia de controlo definida. Em regime de funcionamento normal, a estratégia de operação consiste em controlar a velocidade de rotação do conjunto turbina - gerador de forma a maximizar a potência produzida. Para conseguir aumentar a potência produzida quando existe uma redução da frequência, a estratégia de controlo é alterada de forma a criar uma reserva de potência.

Sobre o modelo base de funcionamento foram implementados controlos auxiliares com o objectivo de dotar os aerogeradores de controlo inercial e controlo de frequência. Este tipo de controlos permite emular a resposta inercial característica das máquinas síncronas ligadas directamente à rede e permite que o aerogerador responda às variações de frequência da rede através da regulação da potência activa injectada. Com base em alguns modelos e estratégias de controlo presentes na literatura, foram desenvolvidos modelos de controlo cujo comportamento será analisado no capítulo seguinte.

Capítulo 5

Demonstração de resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados das simulações efectuadas a cada um dos modelos de controlo apresentados no capítulo anterior. Depois de avaliado o desempenho de cada um dos modelos, será feita uma análise comparativa entre os modelos, distinguindo as influências de cada um na rede sobre a qual os modelos são implementados.

5.1 - Rede eléctrica de teste

A rede de teste consiste numa modelização em Matlab/Simulink da rede eléctrica da ilha de São Miguel, nos Açores. A esta rede estão ligadas sete centrais hidroeléctricas, duas centrais geotérmicas e uma central térmica cujas características se apresentam em anexo. De forma a simplificar o esquema unifilar e o modelo em Matlab/Simulink da rede, as centrais hidroeléctricas não foram representadas, sendo as suas potências instaladas adicionadas à potência de uma das centrais geotérmicas. Na figura 5.1 apresenta-se o esquema unifilar da rede, modificado de [34] de forma a apresentar as simplificações consideradas. Encontra-se actualmente em desenvolvimento um parque eólico, representado no esquema por PEGR, que se prevê entrar em funcionamento no final deste ano mas que será ligado conforme se apresenta na figura 5.1 apenas em 2015.

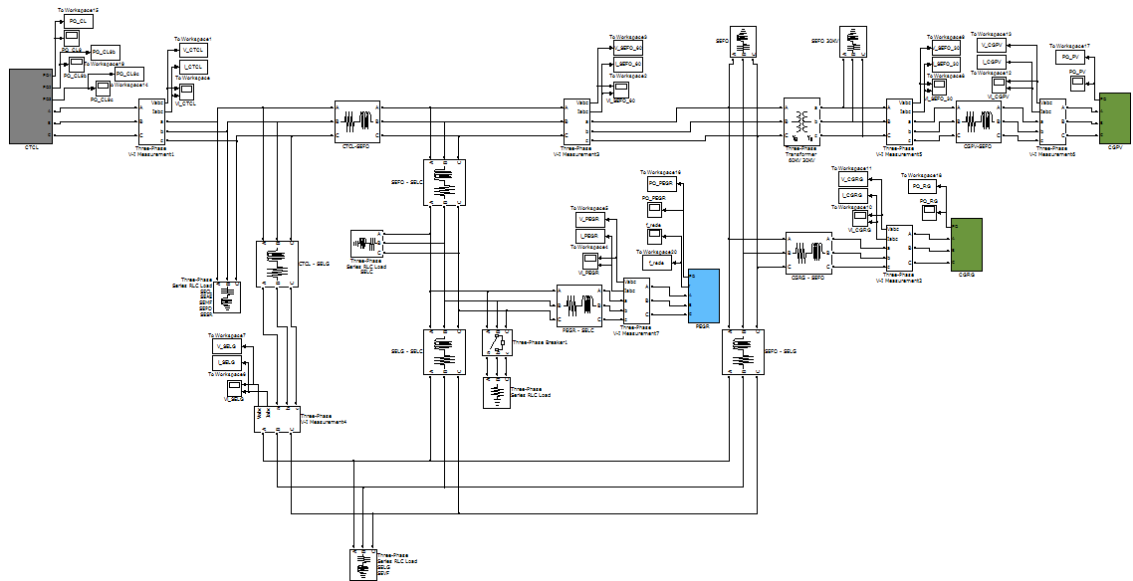


Figura 5.2 - Modelo em Matlab/Simulink da rede de teste.

5.2 - Avaliação do comportamento do parque eólico sem controlo adicional

Este modelo representa os aerogeradores que não têm capacidade de responder às variações de frequência, limitando-se apenas a injectar um valor pré-definido de potência activa na rede, estando este valor dependente da potência disponível no vento. A estratégia de funcionamento consiste em operar o aerogerador no ponto de máxima extracção de potência. Como se trata de uma rede de pequenas dimensões, com poucos geradores ligados à rede, a inércia do sistema é reduzida e, por isso, existe pouca capacidade de atenuar as variações de frequência. Como se pode verificar através da figura 5.3, a introdução de uma carga adicional na rede provoca uma descida rápida da frequência que é compensada nos primeiros instantes pela resposta inercial dos grupos geradores ligados directamente à rede. Como já foi referido, a inércia do sistema é reduzida e por isso a descida de frequência em resultado da introdução da carga adicional é tão brusca. A injeção de potência nos primeiros instantes através da resposta inercial das centrais térmica e geotérmicas permite um aumento da frequência. Uma vez que a resposta inercial é de curta duração, a frequência tende novamente a diminuir mas, nos instantes seguintes à resposta inercial, dá-se a actuação do controlo primário de frequência da central térmica com o objectivo de anular a descida de frequência. De seguida, o controlo secundário de frequência coloca-a novamente nos 50 Hz. Como os aerogeradores não possuem um controlo que lhes permita responder às variações de frequência da rede, a potência activa injectada mantém-se constante, conforme está demonstrado na figura 5.4. A variação brusca ocorrida no momento de ligação da carga e que está demonstrada na figura 5.4, resulta de erros numéricos do próprio Simulink e por isso não tem significado para a avaliação do comportamento do modelo.

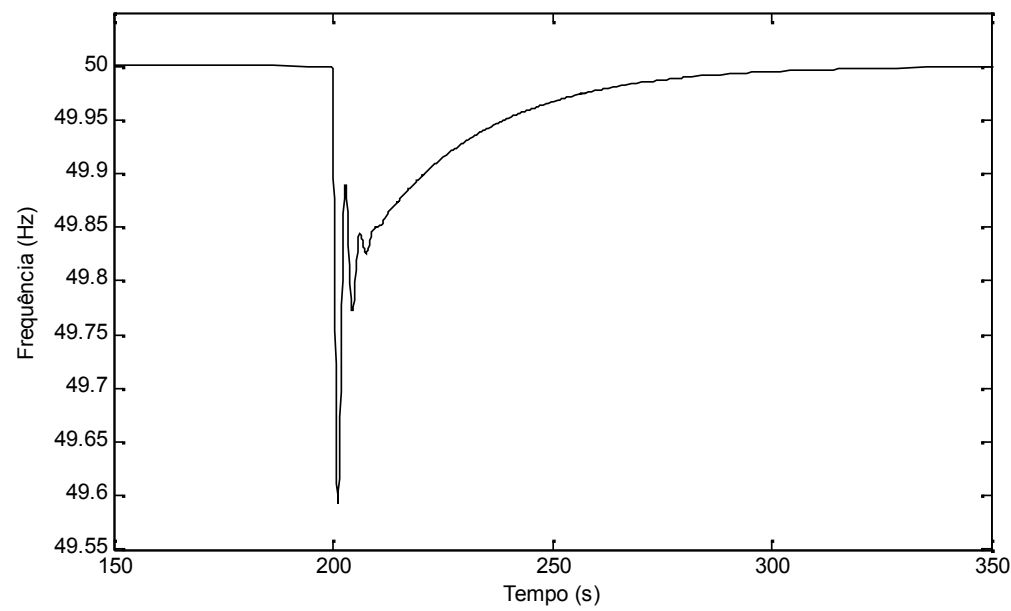


Figura 5.3 - Comportamento da frequência da rede.

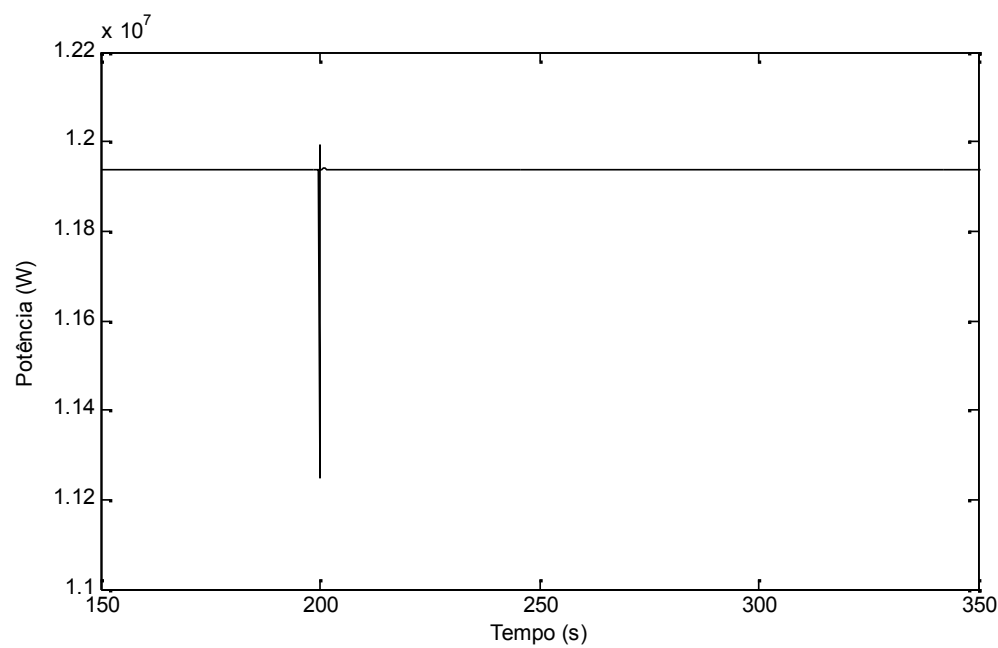


Figura 5.4 - Potência activa injectada na rede pelo parque eólico.

5.3 - Avaliação do comportamento do parque eólico com controlo inercial

Quando é introduzida a carga adicional na rede, existe uma descida rápida de frequência, tal como acontece no caso anterior. Embora a introdução de aerogeradores com controlo inercial tenha permitido aumentar a inércia global do sistema, esta continua a ser reduzida, o que impede que a rede consiga suportar a introdução da carga adicional sem variações bruscas na frequência.

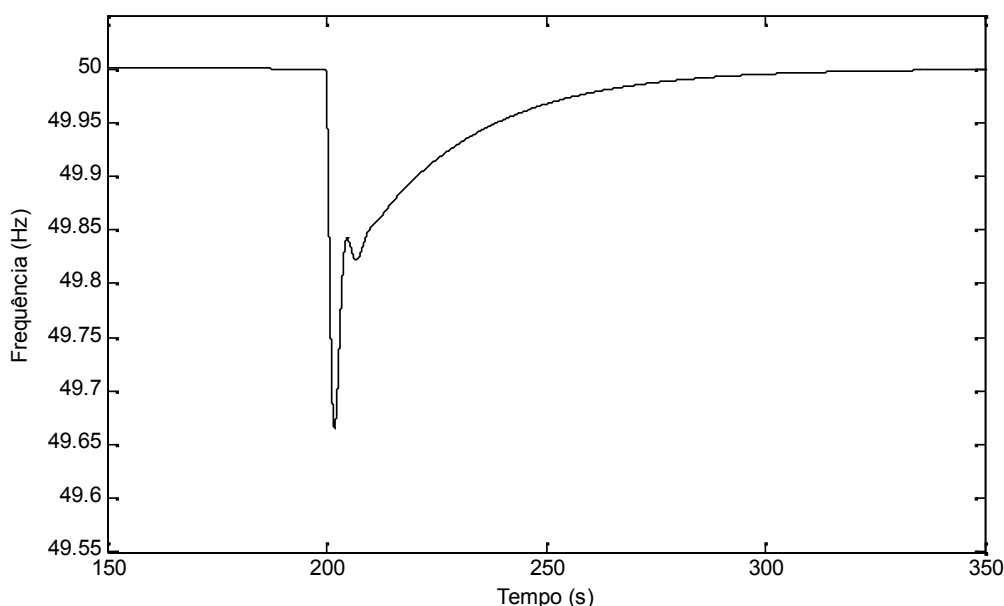


Figura 5.5 - Comportamento da frequência da rede.

Conforme foi referido no capítulo 4, o controlo inercial possui um ganho que permite ajustar a resposta do aerogerador à variação de frequência. Para verificar a influência da alteração do ganho no comportamento da frequência da rede, foram efectuadas algumas simulações cujo resultado se encontra demonstrado na figura 5.6. Verifica-se que um aumento do ganho permite diminuir o desvio de frequência registado no sistema nos momentos subsequentes à perturbação. Para além disso, permite diminuir a taxa de variação da frequência, tornando as variações menos bruscas. Nas centrais convencionais, o controlo primário de frequência consiste em aumentar a potência proveniente do recurso energético primário de forma a aumentar a potência eléctrica produzida. Assim, é necessário algum tempo para que se dê a actuação do controlo e para que o aumento de potência primária fornecida se traduza num aumento da potência eléctrica produzida. A atenuação da descida da frequência proporcionada pelo controlo inercial permite que a frequência se encontre num valor mais elevado quando se dá a actuação do controlo primário de frequência. Caso contrário, a diminuição de frequência seria maior e seria necessário fornecer mais energia primária para que fosse possível anular o desvio de frequência. Na figura 5.6, encontram-se representados os valores dos ganhos utilizados.

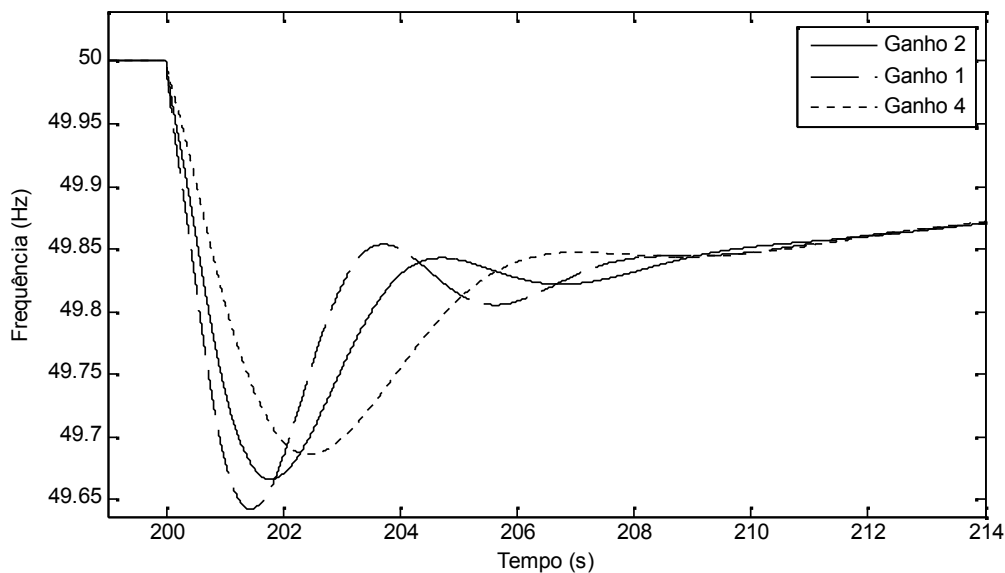


Figura 5.6 - Comportamento da frequência da rede em função da variação do ganho.

Na figura 5.7 encontra-se representada a resposta do parque eólico à redução da frequência. Aos 200 segundos, a carga é introduzida na rede, a frequência desce e a potência activa injectada aumenta rapidamente, uma vez que está dependente da derivada do desvio de frequência. Como a injeção de potência adicional consiste em reduzir a velocidade de rotação do conjunto turbina-gerador de forma a extrair energia cinética, após a actuação do controlo inercial, uma parte da potência proveniente do vento é absorvida para aumentar a velocidade de rotação até ao ponto de funcionamento normal. A redução de velocidade de rotação provoca também o seu deslocamento em relação ao ponto de máxima extracção de potência, reduzindo a eficiência do gerador e, conseqüentemente, a potência eléctrica produzida. Estes factos referidos implicam que após a actuação do controlo inercial exista uma redução da potência activa produzida relativamente ao valor de operação normal, regressando ao ponto de potência máxima assim que a velocidade de rotação seja restabelecida, como se pode verificar através da figura 5.7.

A modificação da resposta do parque eólico às variações de frequência por alteração do ganho do controlo inercial está também representada na figura 5.7. Quanto maior for o ganho, maior é a contribuição do parque eólico. No entanto, uma maior contribuição implica uma maior redução da velocidade de rotação das máquinas e conseqüente diminuição da potência produzida depois da injeção adicional de potência. Isto implica que, após a perturbação, a potência produzida seja menor e seja necessário consumir uma parte maior da energia primária para restabelecer a velocidade de rotação. Desta forma, e dependendo das características da rede onde um parque eólico desta natureza esteja inserido, torna-se necessário determinar a melhor forma da contribuição do parque eólico para a resposta a uma variação de frequência na rede.

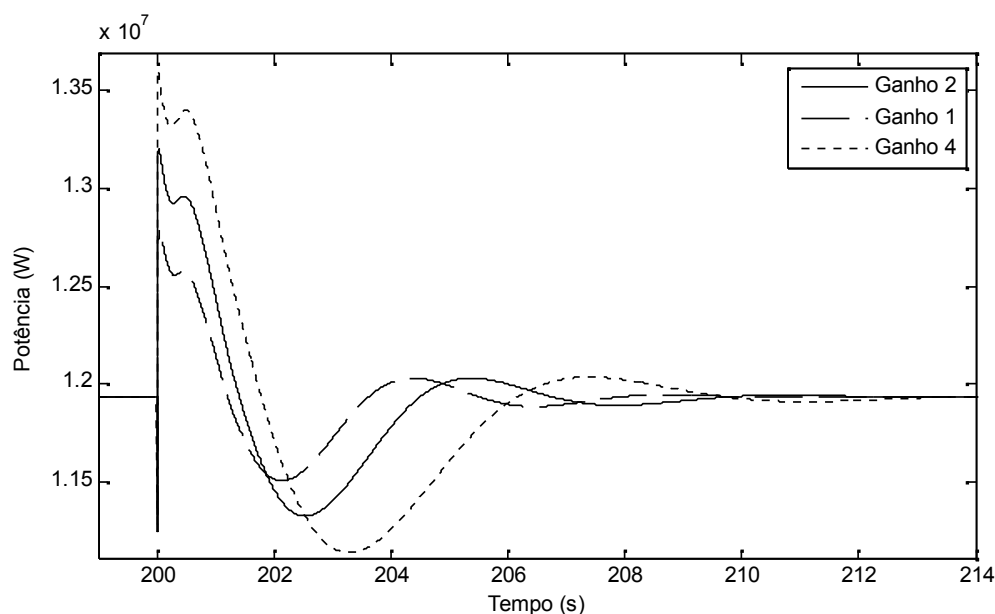


Figura 5.7 - Variação da potência injectada em função da variação do ganho.

Através da figura 5.8 é possível analisar o comportamento da velocidade de rotação do conjunto turbina/gerador, resultante da actuação do controlo inercial para diferentes valores de ganho. Antes da introdução da carga, a velocidade de rotação corresponde ao valor óptimo, que permite a máxima extracção de potência para a velocidade de vento estipulada (10 m/s). Quando é introduzida a carga, o controlo inercial impõem uma redução de velocidade de rotação que permite injectar uma potência adicional até que a velocidade atinja o valor mínimo. Após a injeção da potência adicional, é imposta novamente a velocidade de rotação óptima, o que implica que alguma da potência proveniente do vento seja consumida para aumentar a velocidade de rotação, de forma que esta atinja o valor óptimo. Conforme se pode verificar pela figura 5.8, quanto maior é o ganho, maior é o desvio atingido registado na velocidade de rotação após a perturbação. Isto implica que uma maior quantidade de energia cinética é convertida em energia eléctrica injectada na rede. No entanto, como existe um deslocamento maior da velocidade em relação ao valor óptimo, a potência produzida nesse ponto será menor, para além de que é necessário absorver uma maior quantidade de energia primária para repor o valor óptimo de velocidade de rotação.

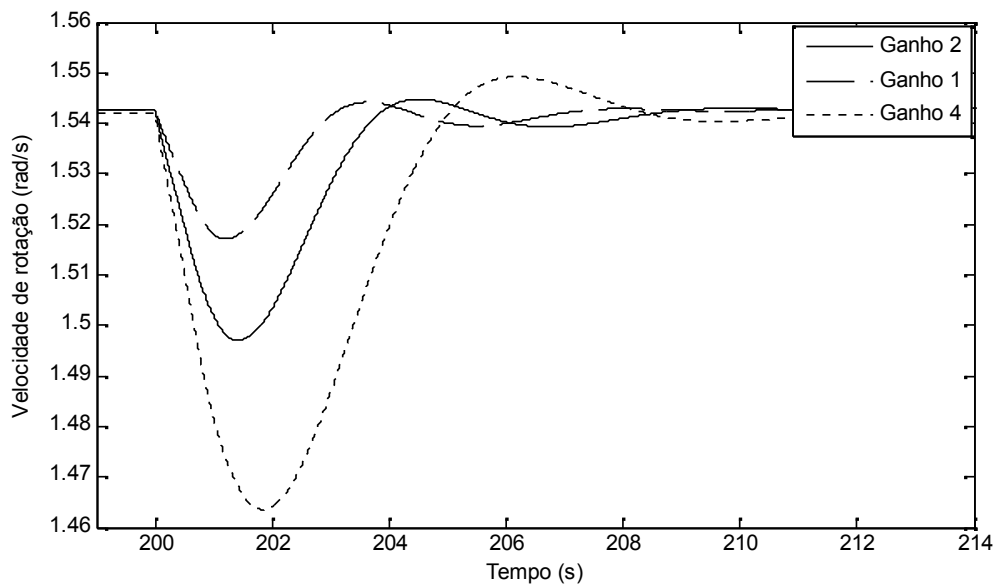


Figura 5.8 - Comportamento da velocidade de rotação do conjunto turbina/gerador.

5.4 - Avaliação do comportamento do parque eólico com controlo primário de frequência

Conforme foi explicado na sub-secção 4.7.5, para que os aerogeradores sejam capazes de fazer regulação primária de frequência é necessário dispor de uma reserva de potência que permita aumentar a potência eléctrica injectada quando ocorre uma redução na frequência. Para isso foi criada uma reserva de potência de 10% através do aumento da velocidade de rotação do conjunto turbina/gerador. Este tipo de controlo permite um aumento da potência eléctrica injectada de forma a contribuir para a anulação da variação de frequência. Para demonstrar a capacidade de aumentar a potência injectada pelo parque eólico, foi desactivado o controlo secundário de frequência da central térmica de forma que o desvio de frequência não seja corrigido. Na figura 5.9 encontra-se demonstrado o comportamento da frequência da rede, onde se verifica a redução inicial rápida provocada pela introdução da carga. A injeção de potência nos primeiros instantes através da resposta inercial das centrais térmica e geotérmicas permite um aumento da frequência. Uma vez que a resposta inercial é de curta duração, a frequência tende novamente a diminuir mas a actuação do controlo primário de frequência da central térmica e do parque eólico permitem a sua estabilização.

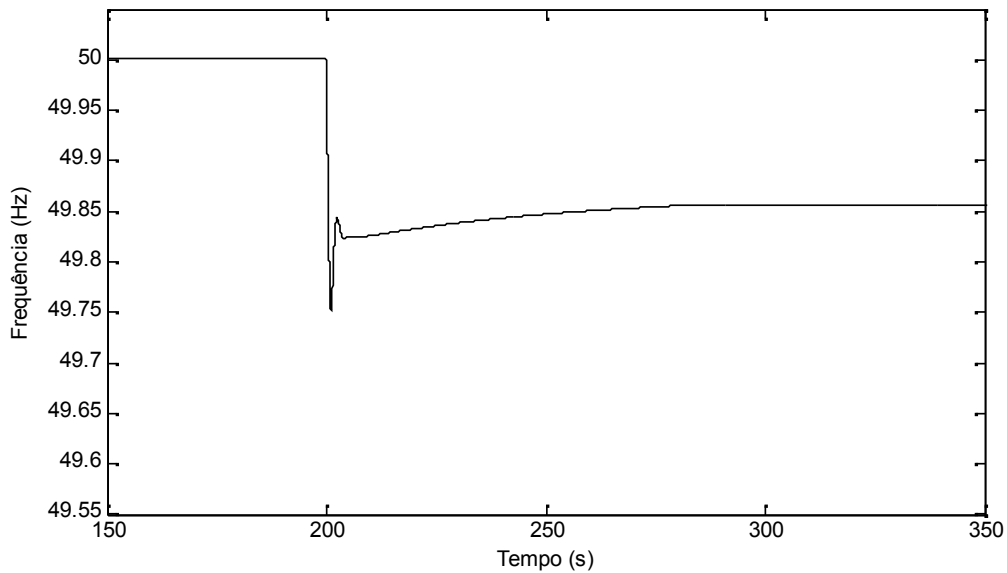


Figura 5.9 - Comportamento da frequência da rede.

A contribuição de cada gerador para a regulação primária de frequência depende do seu estatismo. No caso dos aerogeradores, o modelo de controlo primário de frequência desenvolvido nesta dissertação possui um ganho que funciona de forma semelhante ao estatismo das máquinas síncronas ligadas directamente à rede. Para verificar a influência da alteração do ganho do controlo na frequência na rede, foram efectuadas algumas simulações cujos resultados se demonstram na figura 5.10. Verifica-se que um aumento do ganho aumenta a capacidade de resposta do parque eólico, reduzindo a descida de frequência.

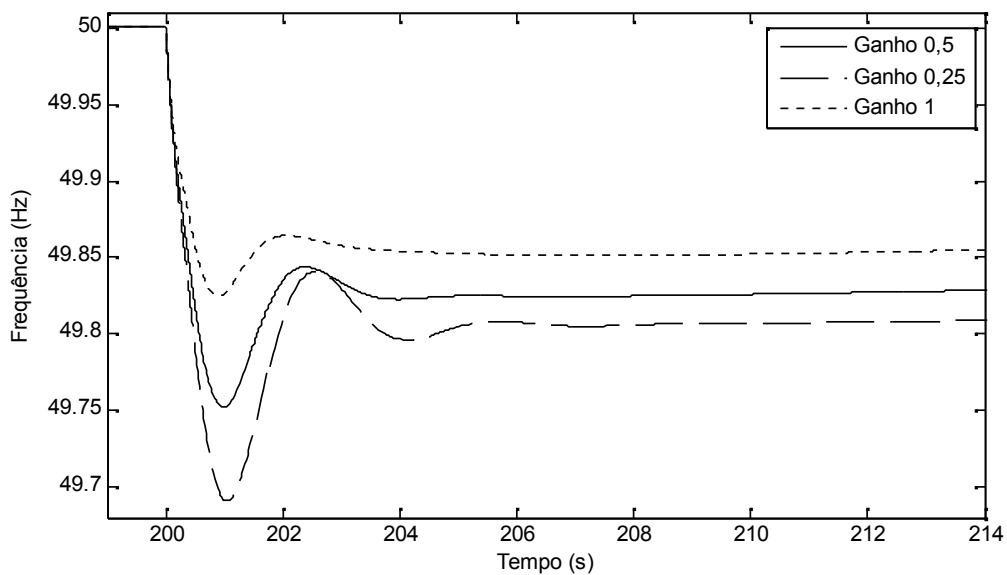


Figura 5.10 - Comportamento da frequência da rede em função da variação do ganho.

O funcionamento com margem de reserva de potência implica que os aerogeradores se encontrem a funcionar a uma velocidade de rotação superior à velocidade referente ao ponto de potência máxima. Assim, quando o controlo primário de frequência actua para aumentar a potência produzida, existe uma redução da velocidade de rotação. Essa redução permite a libertação de energia cinética de rotação do conjunto turbina-gerador. Apesar de esta libertação de energia cinética não ocorrer de forma tão rápida como acontece no modelo de controlo inercial, permite ainda assim injectar uma quantidade adicional de potência na rede. A actuação do controlo primário de frequência está dependente do desvio de frequência da rede. Sendo assim, a redução inicial da frequência provoca uma diminuição rápida da velocidade de rotação originando um aumento elevado na injeção de potência. Em resultado desse pico de potência injectada por parte do parque eólico e da contribuição da central térmica, a frequência aumenta rapidamente e, consequentemente, o parque eólico diminui de forma acentuada a injeção de potência. Como a frequência já se encontra num valor mais elevado, a potência imposta pelo controlo primário de frequência diminui e, por isso, a velocidade de rotação diminui de forma mais lenta até atingir o valor de referência imposto. Consequentemente, a potência produzida pelo parque aumenta até que o desvio de frequência estabilize, conforme se demonstra na figura 5.11.

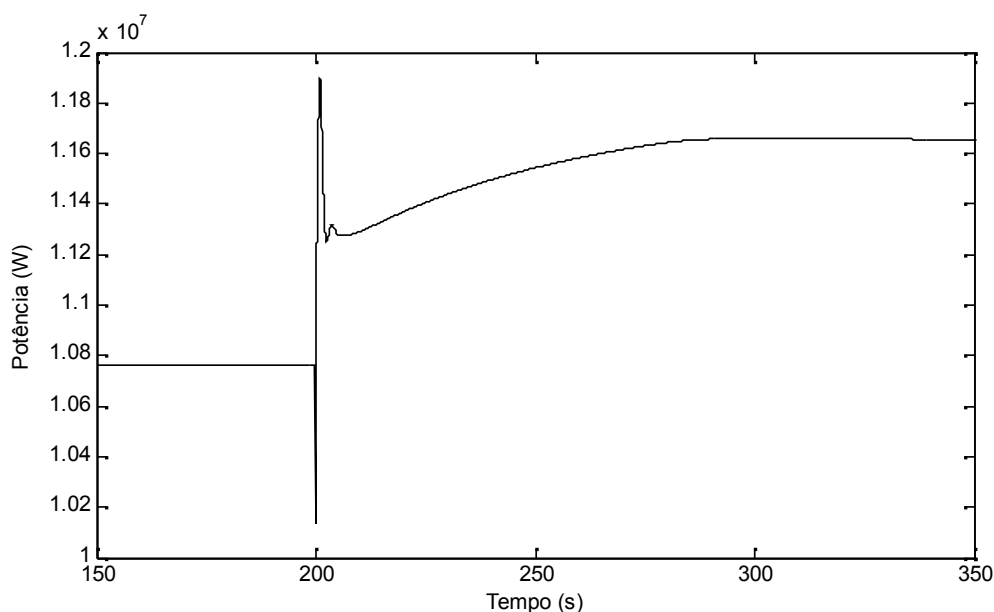


Figura 5.11 - Potência activa injectada na rede pelo parque eólico.

Como já foi referido anteriormente, a contribuição de cada aerogerador para a regulação primária de frequência depende do ganho do controlo. De forma a verificar a influência da alteração do ganho na potência eléctrica produzida, foram efectuadas algumas simulações cujos resultados se demonstram na figura 5.12. Conforme era esperado, o aumento do ganho implica um aumento na potência injectada pelo parque eólico.

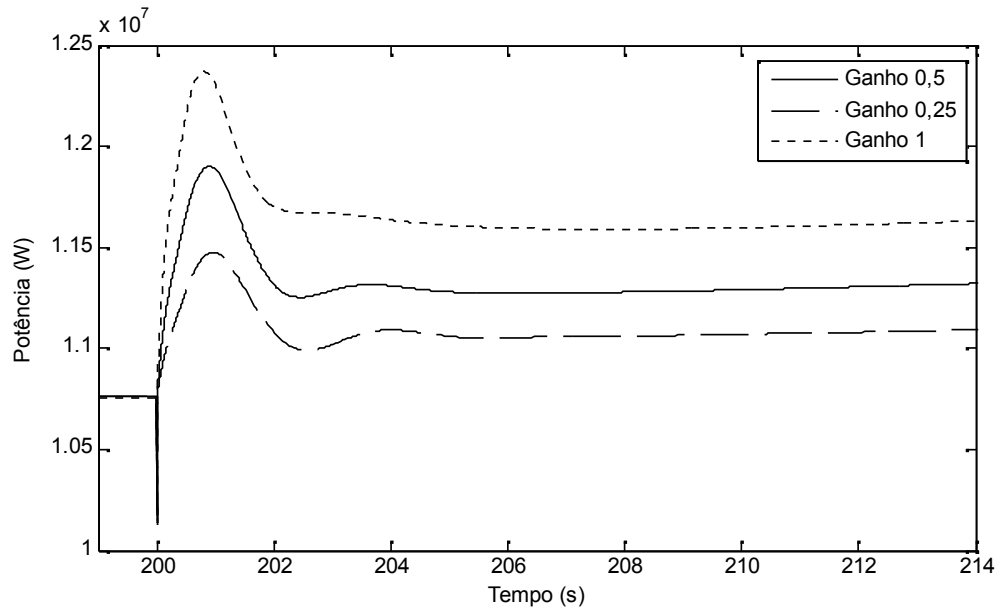


Figura 5.12 - Variação da potência injectada em função da variação do ganho.

5.5 - Avaliação do comportamento do parque eólico com controlo inercial e controlo primário de frequência

A junção do controlo inercial com o controlo primário de frequência permite dotar os aerogeradores da capacidade de resposta a variações de frequência de cada um dos controlos. Assim, o parque eólico é capaz de contribuir para a atenuação das variações rápidas de frequência e é capaz de aumentar a potência injectada durante períodos de tempo mais longos de forma a estabilizar o desvio de frequência. Neste caso também foi desactivado o controlo secundário de frequência da central térmica de forma a testar a contribuição dos aerogeradores por períodos de tempo mais longos. O comportamento da frequência da rede com este tipo de controlo dos aerogeradores está demonstrado na figura 5.13.

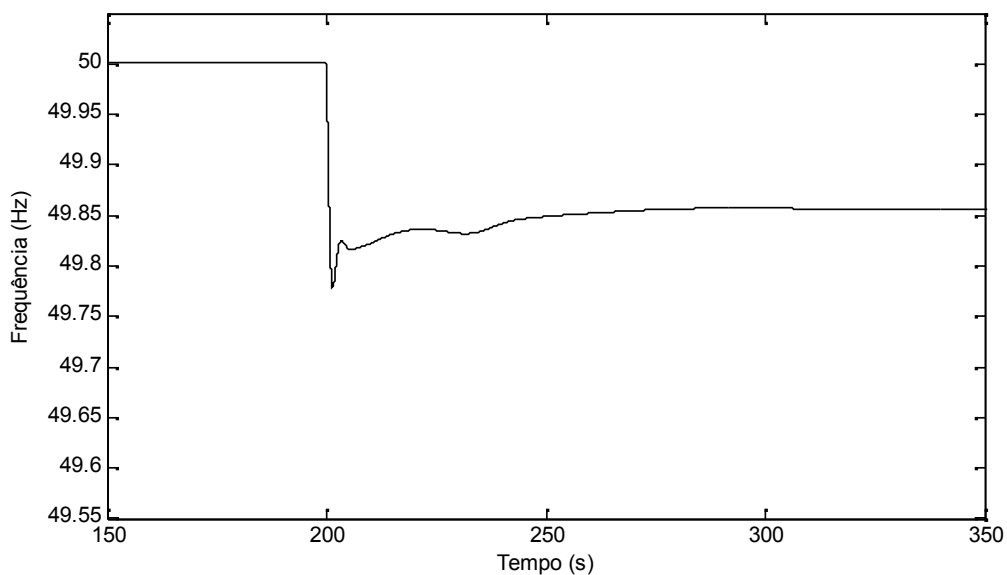


Figura 5.13 - Comportamento da frequência da rede.

Neste modelo composto pelo controlo inercial e controlo primário de frequência existem dois ganhos que permitem variar a capacidade de resposta de cada um dos controlos. Para verificar as alterações na frequência da rede provocadas por cada um dos controlos, foram efectuadas algumas simulações cujo resultado se encontra demonstrado na figura 5.14. Partindo do estado inicial demonstrado na figura 5.13, com o ganho do controlo inercial igual a 0,3 e o ganho do controlo primário de frequência igual a 0,5, foi alterado o ganho do controlo primário de frequência para 1. Verifica-se que este aumento permitiu diminuir a taxa de variação e o desvio final da frequência. Este resultado foi conseguido pela diminuição da velocidade de rotação, que permitiu aumentar a potência eléctrica produzida devido ao aumento da eficiência e à libertação de energia cinética. Partindo novamente do estado inicial, aumentou-se o ganho do controlo inercial para 0,6. Este aumento permitiu diminuir ligeiramente o valor mínimo atingido pela queda de frequência mas, essencialmente, permitiu diminuir a taxa de variação da frequência. Como o ganho do controlo primário de frequência se mantém igual ao estado inicial, após os primeiros instantes, o desvio de frequência tende para o mesmo valor que o estado inicial.

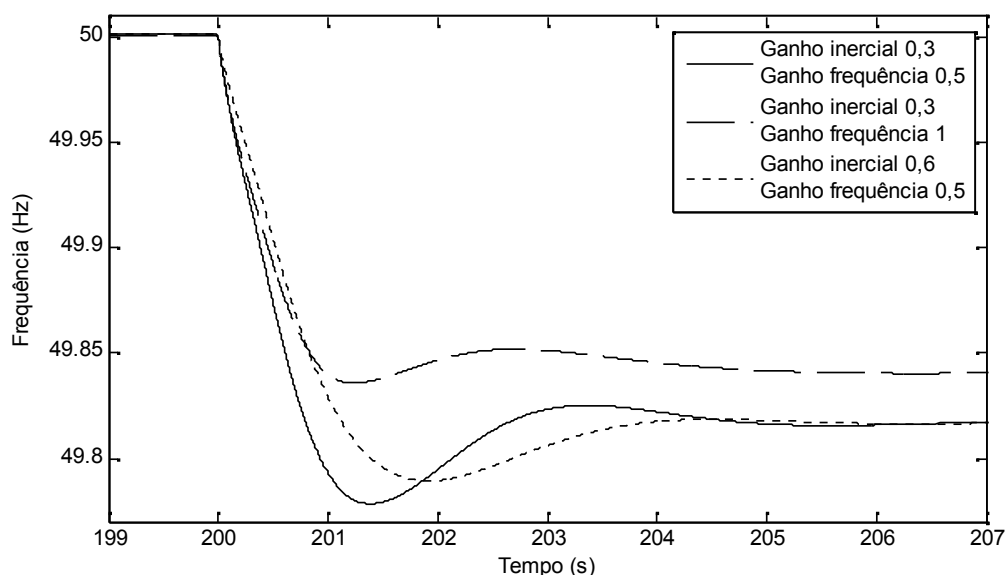


Figura 5.14 - Comportamento da frequência da rede em função da variação dos ganhos.

A potência injectada pelo parque eólico comporta-se de forma semelhante ao modelo apresentado na secção 5.4, variando a potência injectada em função das variações da frequência.

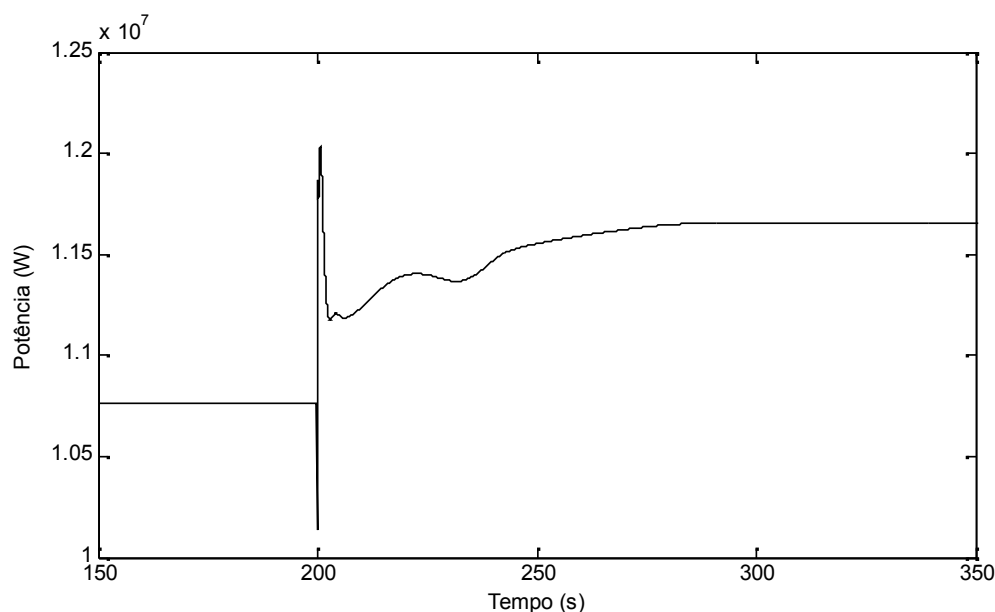


Figura 5.15 - Potência activa injectada na rede pelo parque eólico.

Alterando os ganhos do controlo inercial e do controlo de frequência conforme já foi explicado anteriormente, foram feitas algumas simulações para verificar as alterações provocadas na potência injectada pelo parque eólico. Partindo do estado inicial referido anteriormente, verifica-se que o aumento do ganho do controlo inercial aumenta a injeção rápida de potência enquanto que o aumento do ganho do controlo primário de frequência aumenta a injeção de potência após os primeiros instantes.

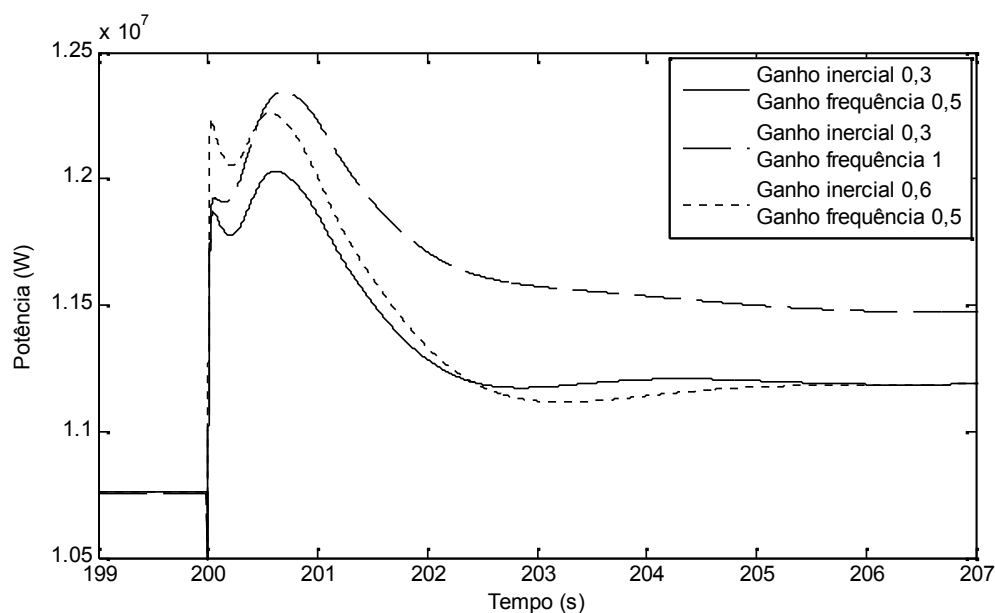


Figura 5.16 - Variação da potência injectada em função da variação dos ganhos.

5.6 - Comparação do desempenho dos modelos

De forma a poder comparar as diferenças de comportamento da frequência da rede em função da actuação dos diferentes modelos de controlo, foi feita uma junção dos resultados das simulações, que se encontram demonstrados na figura 5.17. Para que fosse possível fazer uma comparação correcta, os ganhos dos controlos foram ajustados de forma que a contribuição inercial fosse cerca de 10% da potência produzida antes da perturbação e o controlo primário de frequência impusesse um aumento de potência de 0,1 p.u para uma descida de 0,2 Hz. Para esta comparação, pretende-se comparar o desempenho dos vários modelos nos primeiros instantes a seguir à introdução da carga. Para que todos os modelos se comportassem de forma semelhante nos instantes seguintes, foi activado o controlo secundário de frequência da central térmica. Partindo do comportamento da frequência quando não existe controlo adicional, verifica-se que a introdução do controlo inercial aumenta o valor que a frequência atinge após descida inicial para além de diminuir a taxa de descida da frequência. A utilização do controlo primário de frequência sem controlo inercial, permite aumentar ainda mais o valor que a frequência atinge na descida inicial, para além de contribuir para a estabilização do desvio de frequência. No entanto, não existe uma contribuição significativa para a diminuição da taxa de descida de frequência. A junção do controlo inercial com o controlo primário de frequência permite aumentar o valor que frequência atinge na descida inicial, atenuar a taxa de descida da frequência e contribuir para a estabilização da frequência após os primeiros instantes.

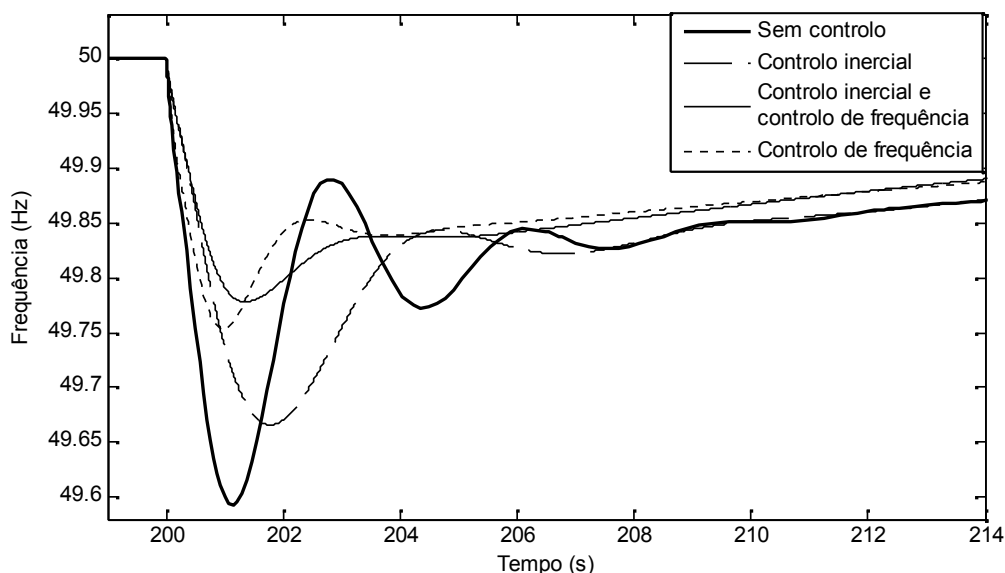


Figura 5.17 - Comportamento da frequência em cada tipo de controlo.

Os modelos de controlo sem controlo adicional e com controlo inercial operam no ponto de máxima extracção de potência. Quando não existe controlo adicional, os aerogeradores não têm capacidade de responder às variações de frequência. O controlo inercial permite que os aerogeradores injectem uma potência adicional em consequência da diminuição da velocidade de rotação. No entanto, essa diminuição de velocidade implica uma redução na potência produzida e, após a perturbação, é necessário absorver uma parte da potência

fornecida pelo vento para repor a velocidade de rotação. Isto implica que a energia cinética fornecida aquando da introdução da carga seja novamente recuperada.

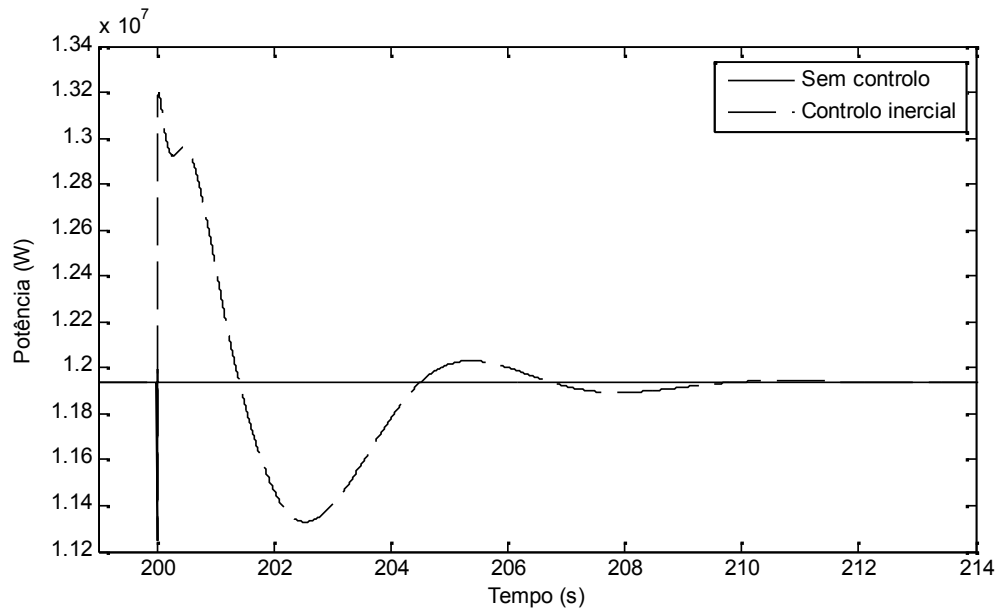


Figura 5.18 - Comparação da potência activa injectada pelo parque eólico.

Os aerogeradores dotados apenas com controlo primário de frequência ou este em conjunto com o controlo inercial, operam com reserva de potência, o que lhes permite aumentar a potência activa injectada na rede por períodos de tempo elevados, estando dependentes apenas das variações na fonte de energia primária. A principal diferença entre estes dois tipos de controlo assenta na resposta aos primeiros instantes de variação da frequência. O controlo inercial actua em função da derivada do desvio de frequência e, assim, é capaz de injectar potência mais rapidamente que no caso onde existe apenas controlo primário de frequência. A contribuição para a estabilização da frequência a longo prazo é semelhante nos dois tipos de controlo, uma vez que ambos possuem uma componente de controlo primário de frequência.

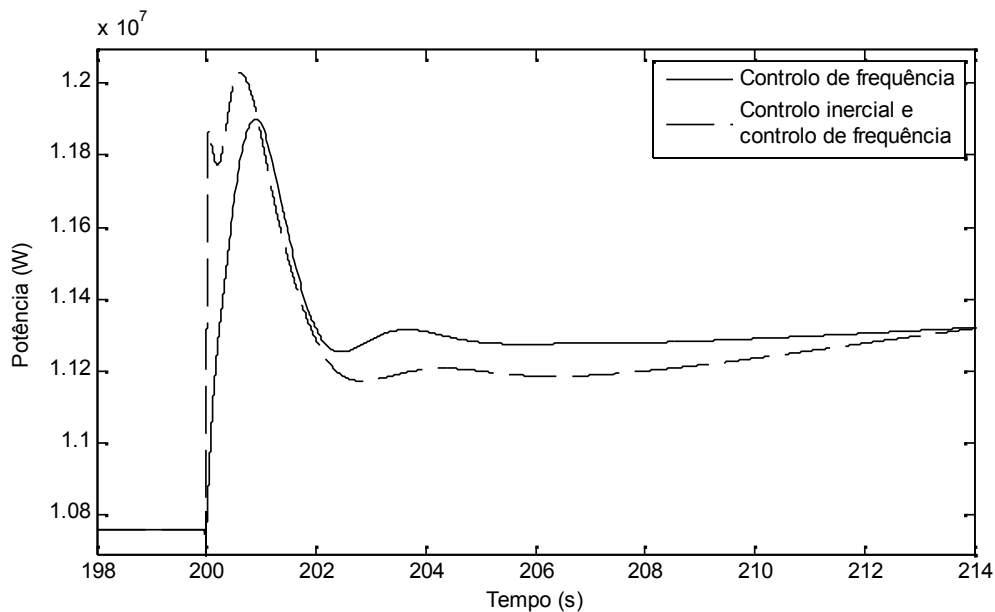


Figura 5.19 - Comparação da potência activa injectada pelo parque eólico.

5.7 - Conclusão

Neste capítulo foi possível comprovar através de simulações numéricas os benefícios resultantes para o sistema eléctrico da introdução de malhas de controlo adicionais que permitam que os aerogeradores respondam às variações de frequência, contribuindo assim com um serviço de sistema para a melhoria da segurança de operação da rede em face de elevados volumes de integração de potência eólica. Foram realizadas simulações em aerogeradores que não possuem capacidade de resposta a variações de frequência e em aerogeradores com controlo inercial, controlo primário de frequência e com os dois controlos em conjunto. O controlo inercial permite, essencialmente, diminuir a taxa de variação da frequência enquanto que o controlo de frequência permite contribuir para a estabilização do desvio de frequência. A utilização conjunta destes dois tipos de controlo permite reunir as suas vantagens de operação. Analisando os resultados demonstrados, conclui-se que os modelos desenvolvidos permitem dotar os aerogeradores de capacidade de resposta às variações de frequência, permitindo assim a sua integração contínua nas redes como complemento às centrais convencionais.

Capítulo 6

Conclusões e futuros desenvolvimentos

6.1 - Conclusões

O trabalho realizado no âmbito desta dissertação consistiu essencialmente na elaboração e respectivo teste de modelos de controlo que permitam aos aerogeradores modificar a potência activa injectada em função das variações de frequência da rede à qual estão ligados. Este tipo de capacidade de resposta constitui um serviço de sistema de grande relevância, em especial para redes com elevados volumes de integração de potência eólica.

Inicialmente, foi feito um estudo sobre a integração de energia eólica nas redes eléctricas concluindo-se que se trata da forma de produção de energia eléctrica a partir de energias renováveis com maior interesse económico actualmente. Este interesse deve-se essencialmente ao elevado estado de desenvolvimento da tecnologia existente, permitindo assim uma produção de energia rentável e sem emissão de gases poluentes.

A tecnologia dos aerogeradores tem sofrido grandes evoluções desde que foi criado o primeiro aerogerador há mais de um século. Embora a estrutura dos aerogeradores de grande potência tenha convergido para um modelo de três pás situadas no cimo de uma torre, as tecnologias de conversão da energia eólica em energia eléctrica e os sistemas de controlo continuam em evolução. Nos últimos anos, o desenvolvimento da electrónica de potência e das máquinas de velocidade variável permitiram um aumento na eficiência de produção de energia eléctrica e um aumento nas capacidades de controlo dos aerogeradores. Estes benefícios levaram a que o gerador de indução duplamente alimentado e o gerador síncrono com conversor integral se apresentem actualmente como as soluções mais interessantes para equipar os aerogeradores.

O aumento das capacidades de controlo dos aerogeradores possibilita a sua contribuição para o fornecimento de serviços de sistema. Assim, através do desenvolvimento de malhas de controlo adequadas, é possível que os aerogeradores adquiram capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e regulação de tensão e frequência. O desenvolvimento de malhas de controlo adicionais permite também que os aerogeradores sejam capazes de emular resposta inercial das máquinas síncronas ligadas directamente à rede, uma vez que essa capacidade foi perdida devido à ligação à rede ser feita através de conversores electrónicos. As capacidades

de controlo proporcionadas pelos aerogeradores actuais levaram à necessidade de constituir uma regulamentação adequada que permita integrar a energia eólica nas redes eléctricas sem causar perturbações no seu funcionamento e contribuindo para o seu controlo. De forma a avaliar a situação actual deste tipo de regulamentação, fez-se uma análise aos códigos de redes já desenvolvidos em vários países e às perspectivas futuras sobre a regulamentação da energia eólica.

Como o objectivo principal desta dissertação consiste no desenvolvimento e teste de modelos de controlo inercial e controlo primário de frequência, foi feita uma modelização matemática da turbina, do gerador síncrono de ímanes permanentes, do eixo mecânico de ligação entre o gerador e a turbina e dos conversores electrónicos do sistema de conversão integral. Com base nas equações matemáticas desenvolvidas, foram construídos modelos de simulação em *software* Matlab/Simulink sobre os quais foram implementados os modelos de controlo inercial e controlo primário de frequência.

De forma a avaliar o desempenho dos modelos desenvolvidos, efectuou-se o respectivo teste sobre um modelo em Matlab/Simulink da rede eléctrica da ilha de São Miguel, nos Açores. Os modelos foram testados em separado e em conjunto e comparados com o caso em que não existe capacidade do aerogerador em responder às variações de frequência. Verificou-se que o controlo inercial apresenta vantagens essencialmente ao nível da diminuição da taxa de variação da frequência permitindo assim atenuar a descida da frequência até que se dê a actuação do controlo primário de frequência. Este, por sua vez, permite limitar o desvio máximo da frequência em relação aos 50 Hz, permitindo ainda um aumento na injeção de potência por períodos de tempo elevados, contribuindo assim para a estabilização do desvio de frequência. Os resultados obtidos permitiram concluir que a utilização conjunta dos dois modelos de controlo é a solução mais interessante pois permite combinar as suas vantagens de operação.

Com o trabalho realizado no âmbito desta dissertação, entende-se que ficou demonstrada a capacidade de fornecimento de resposta inercial e regulação primária de frequência por parte dos aerogeradores. O fornecimento deste tipo de serviços, juntamente com as capacidades existentes em relação à regulação de tensão e sobrevivência a cavas de tensão, permitem que num futuro próximo os aerogeradores sejam capazes de participar no controlo do sistema eléctrico de forma semelhante às centrais convencionais, funcionando como complemento dessas centrais e podendo substituir algumas das mais poluentes.

6.2 - Futuros desenvolvimentos

Concluídos os objectivos desta dissertação, entende-se que existe algum trabalho que pode ser feito em complemento do trabalho aqui realizado.

Uma vez que aqui foi desenvolvido um controlo inercial e um controlo primário de frequência, poderia ser estudada a possibilidade de dotar os aerogeradores de regulação secundária de frequência.

Considerando que a regulação primária de frequência em aerogeradores implica a criação de uma reserva de potência, existe uma quantidade de energia primária que será desperdiçada. Como essa energia está disponível de forma gratuita, seria necessário efectuar uma análise económica em relação a essa estratégia de operação.

Dado que a energia eólica é explorada através do agrupamento dos aerogeradores em parques eólicos e os parques eólicos se encontram dispersos pelo território, as condições de

operação, mais propriamente a quantidade de energia primária disponível, podem ser diferentes em cada parque. Considerando as diferentes estratégias de operação referidas nesta dissertação, seria interessante efectuar um estudo sobre a coordenação de operação entre parques.

Referências

- [1] International Energy Outlook 2010. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/world.html>. Acesso em 02/Junho/2011.
- [2] Parlamento Europeu, "Futura política integrada da UE sobre as alterações climáticas", 4 de Fevereiro de 2009. Disponível em: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//NONSGML+TA+P6-TA-2009-0042+0+DOC+PDF+V0//PT>.
- [3] United Nations, "Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change", 1998. Disponível em: http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php.
- [4] International Energy Agency, "Clean Energy Progress Report", 2011. Disponível em: <http://www.iea.org/cem/index.asp>.
- [5] Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, "Parques Eólicos em Portugal", Dezembro de 2010. Disponível em: <http://www.apren.pt/gca/?id=182>.
- [6] Global Wind Energy Council, "Global Wind Report", 2010. Disponível em: <http://www.gwec.net/index.php?id=103>.
- [7] A. J. d. S. Carvalho, "Modelo matemático de um sistema de geração eólico baseado na máquina síncrona de velocidade variável," Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2010.
- [8] Fernanda Resende, "Tecnologias de conversão de energia eólica para grandes sistemas ligados à rede", 2º trimestre 2010. Renováveis Magazine.
- [9] Enercon E126. Disponível em: <http://www.enercon.de/en-en/66.htm>. Acesso em 19/Maio/2011.
- [10] R. G. d. Almeida, "Contribuições para a Avaliação da Capacidade de Fornecimento de Serviços de Sistema por parte de Aerogeradores de Indução Duplamente Alimentados," Tese de doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2006.
- [11] J.M. Ferreira de Jesus, Rui M.G. Castro, "Equipamento eléctrico dos geradores eólicos", Instituto Superior Técnico, Lisboa, 2004.
- [12] J. C. M. d. Silva, "Geradores eléctricos para aproveitamentos de energias renováveis," Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Junho de 2008.
- [13] C. C. L. Moreira, "Identification and Development of MicroGrids Emergency Control Procedures," PhD Dissertation, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 2008.
- [14] The European Wind Energy Association, "Wind in power - 2010 European statistics", February 2011. Disponível em: <http://www.ewea.org/index.php?id=1665>.
- [15] The European Wind Energy Association, "Powering Europe - wind energy and the electricity grid", November 2010. Disponível em: <http://www.ewea.org/>.
- [16] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, "Regulamento das redes de transporte e distribuição", Portaria nº596/2010 de 30 de Julho.
- [17] Energynet.dk, "Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW", Setembro 2010. Disponível em:

- <http://energinet.dk/EN/El/Regulations/Technical-regulations/Sider/Regulations-for-grid-connection.aspx>.
- [18] Instituto Nacional de Engenharia de Sistemas e Computadores - Porto, "Requisitos exigidos pelos Operadores de Rede para uma integração segura da produção eólica", Outubro de 2008.
 - [19] M. Tsili and S. Papathanassiou, "A review of grid code technical requirements for wind farms," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, pp. 308-332, 2009.
 - [20] Y. Meiqi and Y. Liangzhong, "Integration of large scale wind farm into electrical grids," in *Electricity Distribution (CICED), 2010 China International Conference on*, 2010, pp. 1-5.
 - [21] X. Yingcheng and T. Nengling, "Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine," *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 1671-1677, 2011.
 - [22] RenewableUK, "RenewableUK position paper on inertia (V 3-0)", Abril de 2011.
 - [23] ENTSO-E, "ENTSO-E Draft Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators", Março de 2011.
 - [24] A. Mullane and M. O'Malley, "Modifying the Inertial Response of Power-Converter Based Wind Turbine Generators," in *Power Electronics, Machines and Drives, 2006. The 3rd IET International Conference on*, 2006, pp. 121-126.
 - [25] N. R. Ullah, *et al.*, "Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines"; Potential and Applications," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 601-612, 2008.
 - [26] A. Teninge, *et al.*, "Contribution to frequency control through wind turbine inertial energy storage," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, pp. 358-370, 2009.
 - [27] D. Gautam, *et al.*, "Control Strategy to Mitigate the Impact of Reduced Inertia Due to Doubly Fed Induction Generators on Large Power Systems," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 214-224, 2011.
 - [28] M. El Mokadem, *et al.*, "Experimental study of variable speed wind generator contribution to primary frequency control," *Renewable Energy*, vol. 34, pp. 833-844, 2009.
 - [29] J. F. Conroy and R. Watson, "Frequency Response Capability of Full Converter Wind Turbine Generators in Comparison to Conventional Generation," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 649-656, 2008.
 - [30] B. G. Rawn, *et al.*, "A static analysis method to determine the availability of kinetic energy from wind turbines," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, 2010, pp. 1-8.
 - [31] S. Yuan-zhang, *et al.*, "Review on frequency control of power systems with wind power penetration," in *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on*, 2010, pp. 1-8.
 - [32] S. M. Mueen, *et al.*, "A Variable Speed Wind Turbine Control Strategy to Meet Wind Farm Grid Code Requirements," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 25, pp. 331-340, 2010.
 - [33] F. D. Kanellos and N. D. Hatziaargyriou, "Control of variable speed wind turbines equipped with synchronous or doubly fed induction generators supplying islanded power systems," *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, pp. 96-108, 2009.
 - [34] Electricidade dos Açores, "Caracterização das redes de transporte e distribuição de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores - Situação em 31 de Dezembro de 2009", Março de 2010.

Anexo

Neste anexo estão demonstradas as características do gerador síncrono de ímanes permanentes e da rede de teste.

Tabela 1 - Parâmetros do gerador síncrono de ímanes permanentes.

Resistência (Ω)	0
Componente d da indutância (H)	0,0016
Componente q da indutância (H)	0,0011
Fluxo por pólo (Wb)	8
Momento de inércia (kg.m^2)	$1,9 \times 10^6$
Número de pólos	150

Tabela 2 - Características dos grupos geradores ligados à rede de teste.

Sigla	Fonte Primária	Grupos Geradores		
		Tensão de Geração (kV)	Unidades	Pot. Instalada (kW)
CTCL	Térmica - Fuel	11	4	67 280
		6,3	4	30 784
CGRG	Geotérmica	10	4	16 600
CGPV	Geotérmica	11	1	13 000
CHTN	Hídrica	6	1	1 658
CHTB	Hídrica	0,4	1	94
CHFN	Hídrica	3	1	608
CHCN	Hídrica	0,4	1	400
CHFR	Hídrica	0,4	1	800
CHRP	Hídrica	0,4	1	800
CHSC	Hídrica	0,4	1	670
Total	-	-	20	132 694

Tabela 3 - Características das cargas ligadas à rede de teste.

Instalação	Nível de Tensão (kV)	P (MW)	Q (Mvar)
SEAE	10	2,646481685	0,743267197
SECL	30	1,936999361	0,630650955
SEMF	30	6,610573401	2,432510826
SEPD	10	7,061038369	1,542842514
SESR	10	2,781621176	0,867145063
SELG+SEVF	10	1,781588947	0,961742706
	30	2,223044616	1,497796018
SEFO	60	1,943193254	0,832797109
	30	10,86465194	1,435857085
SELC	60	3,976479502	1,454438764