

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



FEUP

**Avaliação do Impacto na Estabilidade
Transitória em Resultado da
Massificação de Produção de
Eletricidade Utilizando Sistemas de
Conversão Eletrónica**

Tiago Manuel Baptista Pais Neto

Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor João Abel Peças Lopes

24 de Julho de 2013

Resumo

Nesta dissertação pretende-se avaliar comparativamente a estabilidade transitória de uma rede elétrica com produção síncrona convencional relativamente a situações em que parte da produção é substituída por produção que utiliza sistemas de conversão eletrónicos dotados de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

O objetivo será demonstrar o efeito que a introdução de produção eólica tem na estabilidade transitória. Como se sabe dos estudos dos modelos de geradores eólicos que possuem eletrónica de potência, a frequência da rede está desacoplada da frequência da máquina logo estes sistemas de conversão não representam inércia, assim prevê-se que de um modo simplificado, a estabilidade seja piorada com a introdução de produção eólica em decadência da utilização de energia proveniente de centrais convencionais. Assim será analisada uma rede base que ao assumir vários cenários e obtendo os seus resultados de estabilidade será feita uma análise comparativa. Numa última fase, os modelos do geradores eólicos serão alterados por outros modelos que permitam a regulação primária de frequência, e tal como anteriormente, procurar-se-á comparar resultados.

Estas simulações assentam na utilização de uma plataforma de simulação desenvolvida em *Simulink/Matlab* nomeadamente utilizando a biblioteca *SimPowerSystems* que permite um estudo do comportamento dinâmico de um alargado número de sistemas. A rede teste desenvolvida em *Simulink/MATLAB* em termos de modelos dinâmicos apenas possui geradores convencionais térmicos, geradores eólicos duplamente alimentados (DFIG) e um modelo de gerador eólico simplificado que permite controlo primário de frequência.

Para suportar os resultados obtidos será realizada em paralelo uma análise com base no critério das áreas iguais, ou seja, de acordo com as condições iniciais do sistema será verificado se este critério se confirma ou não, visto que o próprio apresenta bastantes simplificações que não representam totalmente a realidade

PALAVRAS CHAVE

- Estabilidade Transitória
- Critério das áreas iguais
- Tempo crítico de eliminação de defeito
- Modelos dinâmicos
- Constante de inércia
- Regulação primária de frequência

Abstract

This dissertation aims to comparatively assess the transient stability of a power grid with conventional synchronous production in relation to situations where part of the production is replaced by production that uses electronic conversion systems having fault-ride through capabilities, which are connected to the electrical grid.

The goal will be to demonstrate the effect the introduction of wind generation has on transient stability. As is known from studies of wind turbine models that have power electronic devices, the frequency of the grid is decoupled from the frequency of the machine so they don't represent inertia, so it is expected in a simplified way, stability is worsened by the introduction of wind power in the use of energy decay from conventional plants. Once a network is analyzed based on assuming that various scenarios and getting their stability results will be a comparative analysis. In the final phase, the wind turbine designs are changed by other models with capabilities to participate in the primary frequency regulation, and as before, will seek to compare results.

These simulations are based on the use of a simulation platform developed in *Simulink/MATLAB* using the library especially *SimPowerSystems* that allows a study of the dynamic behavior of a wide number of systems. The network test developed in *Simulink/MATLAB* in terms of dynamic models has only conventional thermal generators, doubly-fed wind generators (DFIG) and a model of wind generator that allows simplified control primary frequency.

To support the results obtained will be held in a parallel analysis based on the equal area criterion, that is, according to the initial conditions of system is checked whether this criterion is confirmed or not, since it presents itself quite simplifications do not represent fully reality

Keywords

- Transient stability
- Equal area criterion
- Critical time
- Dynamic models
- Inertia constant
- Primary frequency regulation

Agradecimentos

Teria sido impossível a concretização deste trabalho sem o contributo de algumas pessoas às quais gostaria de agradecer.

Em primeiro lugar gostaria de agradecer aos meus pais e meu irmão pelos seus esforços realizados em que fizeram tudo o que estivesse ao seu alcance para me proporcionar a realização de todos os meus projetos, pelo apoio recebido durante o meu período de estudante. O incentivo recebido por eles de forma a continuar os meus estudos, é algo que lhes estou eternamente grato, sem isso nada disto seria possível de realizar.

Gostaria que agradecer a todos os meus amigos que me acompanharam na Faculdade, que de certa forma tornaram a minha vida enquanto estudante inesquecível. Sem o seu apoio a minha motivação por me manter um aluno dedicado nunca teria sido a mesma, por isso agradeço ao próprio destino a sorte que tive por poder partilhar esta experiência de estudar ao vosso lado.

Outro agradecimento que tenho que referir, é dirigido ao meu Orientador, Professor Doutor João Abel Peças Lopes, que apesar de já o admirar enquanto Professor, me impressionou largamente pela positiva no papel de Orientador. Os seus conhecimentos técnicos, os seus conselhos, a sua dedicação e a sua proximidade com os desenvolvimentos do meu trabalho foram cruciais para que esta dissertação chegasse a bom porto. O seu entusiasmo contagiante, a sua vontade de trabalho, otimismo constante e a sua disponibilidade, apesar das sua apertada agenda, foram um contributo que o dinheiro não pode pagar. Por essas razões dirijo os meus mais sinceros agradecimentos.

Outro agradecimento que não me posso esquecer é dirigidos aos meus colegas da Unidade de Energia do INESC Porto, em especial ao Justino Ferreira, por toda a vontade e disponibilidade em me ajudar sempre que necessitei, pelo que gostaria de lhe dirigir uma palavra de apreço.

Um muito obrigado à Kátia por todas os momentos de pura gargalhada que me proporcionou durante a minha vida académica.

O Autor

“A alegria de fazer bem é a única felicidade verdadeira”

Léon Tolstoi

Conteúdo

Resumo	i
Abstract	iii
Agradecimentos	v
Abreviaturas e Símbolos	xv
1 Introdução	1
1.1 Considerações iniciais	1
1.2 Estrutura da Dissertação	2
2 Introdução de energia Renovável na Rede	5
2.1 O Porquê da introdução de Energia Renovável na Rede	5
2.2 Condicionantes da energia eólica	9
2.2.1 Comportamento de um rede com produção eólica no caso de defeitos . .	10
2.3 Métodos de Simulação para Análise da Estabilidade Transitória de um Sistema Elétrico de Energia	16
2.3.1 Métodos de integração numérica	16
2.3.2 Métodos de integração direta	17
2.3.3 Métodos Híbridos	18
3 Modelos utilizados	19
3.1 Introdução	19
3.2 Modelo Gerador Síncrono	20
3.2.1 Produção Convencional	20
3.2.2 Barramento de Potência Infinita	21
3.3 Modelo Gerador assíncrono e conversores associados	24
3.3.1 Gerador assíncrono	25
3.3.2 Controlador DFIM	28
3.4 Modelo Genérico do Gerador eólico simplificado	32
3.4.1 Introdução	32
3.4.2 Regulação da corrente do eixo direto	33
3.4.3 Regulação da corrente do eixo em quadratura	34
3.4.4 Limites de corrente a injetar	35
4 Implementação dos Modelos	37
4.1 Introdução	37
4.2 Gerador Síncrono	37

4.2.1	Produção Convencional	37
4.2.2	Barramento de potência e inércia elevada	39
4.3	Produção eólica	41
4.3.1	Modelo DFIG	41
4.3.2	Modelo genérico do aerogerador simplificado	44
4.4	Restantes Modelos	46
5	Plataforma de Simulação	47
5.1	Introdução	47
5.2	Pressupostos adotados	47
5.2.1	Capacidade de sobrevivência a cavas de tensão	47
5.2.2	Proteção de máximo e mínimo de frequência	48
5.3	Cenários analisados	48
5.3.1	Descrição da Rede a Analisar	48
5.4	Rede Implementada	50
6	Simulações e Resultados	53
6.1	Introdução	53
6.2	Comportamento da Velocidade Angular e Produção da Geração Convencional	53
6.3	Comportamento da Produção da geração eólica	55
6.4	Fase A	56
6.5	Fase B	58
6.6	Fase C	58
7	Conclusões e Trabalhos Futuros	63
7.1	Conclusões	63
7.2	Perspetivas de Trabalho Futuro	65
A	Critério das áreas iguais	67
A.1	Critério das áreas iguais	67
A.2	Ângulo crítico	68
A.3	Tempo crítico	69
B	Restantes Modelos Utilizados	71
B.1	Linhas de Transmissão	71
B.2	Transformador	72
B.3	Carga	73
B.4	Disjuntores	74
	Referências	75

Lista de Figuras

2.1	Crescimento global da população vs. crescimento do consumo de eletricidade [1]	6
2.2	Evolução do diâmetro do rotor Vs. Potência nominal [3]	6
2.3	Repartição da produção nos anos de 2011 e 2012 [7]	8
2.4	Diagrama dos dois dias de maior consumo de 2011 e 2012 [7]	8
2.5	Capacidade de suportar cavas de tensão exigidas aos centros produtores eólicos [7]	11
2.6	Requisitos de injeção de reativa após cavas de tensão na rede [12]	12
2.7	Configuração típicas dos aerogeradores [17]	15
3.1	Bloco do modelo de um gerador síncrono [25]	21
3.2	Diagrama de blocos da turbina a vapor <i>single reheat tandem-compound</i> [26]	22
3.3	Regulador de velocidade da turbina a vapor [26]	23
3.4	Regulador de tensão/excitação IEEE tipo 1 [24]	23
3.5	Circuito equivalente do modelo dinâmico relativo às tensões de eixo direto (em cima) e de quadratura (em baixo) [28]	26
3.6	Configuração típica de uma turbina eólica DFIM [29]	29
3.7	Curva característica da turbina que relaciona a produção mecânica com a velocidade do vento [25]	30
3.8	Sistema de controlo do conversor do lado do rotor	30
3.9	Característica V - I da turbina [25]	31
3.10	Sistema de controlo do conversor do lado da rede [25]	31
3.11	Diagrama de blocos do modelo genérico do aerogerador simplificado [20]	32
3.12	Diagrama de blocos da regulação da corrente do eixo direto [30]	34
3.13	Diagrama de blocos da regulação da corrente do eixo de quadratura [30]	34
3.14	Diagrama de blocos do mecanismo de limitação da corrente injetada [30]	35
3.15	Diagrama de blocos do conversor eletrónico [30]	36
3.16	Limites da cava de tensão do modelo do aerogerador [30]	36
4.1	Parâmetros usados no gerador síncrono na produção convencional	37
4.2	Implementação do modelo da máquina síncrona para a produção convencional	38
4.3	Parâmetros usados no gerador síncrono para o barramento de potência infinita	39
4.4	Implementação do modelo da máquina síncrona para a simulação de um barramento de potência infinita	40
4.5	Implementação do regulador de tensão/excitação	40
4.6	Implementação do regulador de velocidade	41
4.7	Parâmetros usados para o gerador do modelo DFIG	42
4.8	Parâmetros usados para a turbina do modelo DFIG	43
4.9	Parâmetros usados para os conversores do modelo DFIG	43
4.10	Implementação do modelo de produção eólica	44

4.11	Implementação do modelo genérico do aerogerador simplificado	45
4.12	Implementação do controlo modelo do aerogerador simplificado	45
5.1	Rede teste a simular	49
5.2	Rede apenas com produção convencional para as simulações da Fase A	50
5.3	Rede com produção convencional e eólica para as simulações da Fase A	51
6.1	Resultados da velocidade angular e produções (ativa e reativa) de um grupo gerador síncrono para um curto circuito de 0,2 segundos (Fase A - cenário 2)	54
6.2	Resultados da velocidade angular e produções (ativa e reativa) de um grupo gerador síncrono para um curto circuito de 0,3 segundos (Fase A - cenário 2)	54
6.3	Resultados da velocidade angular e produções (ativa e reativa) de um grupo gerador eólico para um curto circuito de 0,2 segundos (Fase A cenário 2)	55
6.4	Resultados da velocidade angular e produções (ativa e reativa) de um grupo gerador eólico para um curto circuito de 0,3 segundos (Fase A cenário 2)	56
6.5	Resultados obtidos para a produção de potência ativa, reativa, tensão aos terminais do aerogerador e velocidade angular da rede respetivamente para um curto circuito de duração de 0,3 segundos (Fase C para as mesmas condições da Fase A - cenário 2)	59
6.6	Exemplo de aplicação do critério das áreas iguais	60
6.7	Exemplo de aplicação do critério das áreas iguais	60
6.8	Evolução da frequência angular considerando o controlo primário de frequência ligado (a vermelho) e desligado (a azul) para um curto circuito de duração de 0,2 segundos	61
A.1	Alternador ligado a um barramento de potência infinita, através de duas linhas de transmissão em paralelo	67
A.2	Critério das áreas iguais aplicado aos sistema da figura A.1	68
A.3	Representação gráfica de δ_r , num caso estável e noutro instável	69
B.1	Parâmetros utilizados para a modelização das linhas de transmissão	71
B.2	Parâmetros utilizados para a modelização dos transformadores	72
B.3	Parâmetros utilizados para a modelização da carga	73
B.4	Parâmetros utilizados para a modelização do disjuntor	74

Lista de Tabelas

2.1	Distribuição da potência eólica instalada pelas regiões do mundo [5]	7
2.2	Potência eólica instalada no final do ano de 2003 [5]	7
2.3	Comparação do tempo de retorno energético tempo vs. emissões para varias tecnologias de produção de eletricidade [5]	9
5.1	Despacho para cada grupo nos diversos cenários	49
6.1	Despacho para cada grupo nos diversos cenários	57
6.2	Resultados das simulações da Fase A	57
6.3	Resultados das simulações da Fase B	58
6.4	Resultados das simulações da Fase C	59

Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

CC	Curto Circuito
DFIG	Doulby-Fed Induction Machine
DFIM	Doulby-Fed Induction Generator
ENTSO-W	European Network of Transmission System operators for Eletricity
OCDE	Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico
SI	Sistema Internacional
p.u.	Sistema por unidade
SEE	Sistema Elétrico de Energia
WWEA	World Wind Energy Association

Lista de Símbolos

ω	Velocidade angular
P_a	Potência aceleradora
P_{mec}	Potência mecânica
M	Momento de Inércia
H	Constante de Inércia
f	Frequência
V	Tensão
i	Corrente
R	Resistência
X	Reactância
ψ	Fluxo magnético
T_e	Binário eletromagnético
T_m	Binário Mecânico
Ω	Ohm

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações iniciais

Nesta dissertação apresenta-se uma metodologia que assenta na utilização de uma plataforma de simulação com o objetivo de avaliar o impacto na estabilidade transitória em resultado da massificação de produção de eletricidade recorrendo a sistemas de conversão eletrónica.

Atualmente por razões ambientais e económicos a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis apresenta uma importância cada vez maior. Assim, a produção renovável pode contribuir para minimizar o custo da energia e ao mesmo tempo diminuir o recurso a combustíveis fósseis.

A integração de produção elétrica a partir de sistemas de conversão de energia que utilizam sistemas de conversão eletrónica apresentam no entanto algumas particularidades. De facto, devido à presença de eletrónica de potência, existe um desacoplamento entre a frequência da máquina e da rede o que significa ausência de inércia útil para o sistema elétrico em caso de defeito. Assim a introdução deste tipo de dispositivos de produção elétrica podem por em causa a estabilidade transitória.

Devido à importância cada vez maior de acesso a um serviço elétrico contínuo e fiável, caso a sistema não seja capaz de manter o sincronismo em caso de defeito, pode-se tornar num sério problema merecedor de estudo. Assim, deverão ter que se realizar estudos de forma a considerar vários cenários assumindo diferentes despachos variando a percentagem de cada fonte de energia elétrica e procedendo à simulação de curto circuitos verificar se a rede continuaria estável ou não.

Para este estudo, admite-se então, a necessidade de desenvolver uma plataforma de simulação do comportamento dinâmico do sistema que viesse incluir um conjunto de modelos que permita a simulação de diferentes cenários.

Portanto o objetivo desta dissertação é avaliar o impacto na estabilidade transitória em resultado da massificação de produção de eletricidade utilizando sistemas de conversão eletrónica. Então, foi necessário proceder à montagem de uma plataforma de simulação para recriar variadas situações que passarão a ser descritas a seguir.

A plataforma de simulação foi desenvolvida em ambiente *MATLAB/Simulink*, utilizando sempre que se justificasse a biblioteca *SimPowerSystem*. Portanto de forma a estudar os efeitos na estabilidade da integração deste género de dispositivos, implementa-se neste trabalho uma pequena rede elétrica assumindo os cenários seguintes:

1. Consideração de apenas produção convencional a trabalhar à sua potência nominal (dois grupos);
2. Consideração de produção eólica e produção convencional (apenas um grupo) a trabalhar à sua potência nominal;
3. Consideração de produção eólica e produção convencional (dois grupos) e trabalhar a metade da sua potência nominal.

Assim, permite-se perceber os efeitos que cada um dos despachos descrito tenham na estabilidade de sistema, nomeadamente os efeitos da presença, ou falta, de reserva girante e/ou a inércia. As simulações foram divididas em três fases:

- **Fase A:** Assume-se uma pequena rede elétrica realizando simulando os cenários descritos em cima;
- **Fase B:** Realiza-se os mesmos testes que na **Fase A** assumindo uma rede elétrica menos forte;
- **Fase C:** Dos casos que apresentarem piores resultados na **Fase A** e na **Fase B**, substitui-se os modelos dos aerogeradores utilizados por modelos que permitem a regulação primária de frequência

1.2 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação será organizada por 7 capítulos inclusive este estando organizados da seguinte forma:

1. Introdução
2. Introdução de energia Renovável na Rede
3. Modelos utilizados
4. Implementação de modelos
5. Plataforma de Simulação
6. Simulação e Resultados
7. Conclusões e Trabalhos Futuros

Em primeiro lugar, para além da introdução, a dissertação começará pelo capítulo 2 onde é feita uma contextualização das energias renováveis no panorama global da produção elétrica, dando-se especial atenção à produção eólica por ser a simuladas nos testes realizados. As condicionantes da introdução da energia eólica também serão apresentadas.

Seguidamente, no capítulo 3 é feita uma apresentação teórica dos modelos dos sistemas conversores de energia utilizados no decorrer deste trabalho. O grau de detalhe varia um pouco consoante se achou próprio ou não tendo em conta os objetivos.

O capítulo 4 é responsável por demonstrar como os modelos dos sistemas de conversão de energia foram implementados. Assim, tenta-se explicar certas estratégias adotadas na montagem da plataforma de simulação.

Ao longo do capítulo 5, será explicada a abordagem adotada para a análise do problema em causa. Portanto, será explicado com detalhe as redes simuladas assim como os despachos de cada grupo produtor para cada cenário. Ainda nesta fase do documento procurar-se-á dar uma explicação dos resultados obtidos recorrendo ao critério das áreas iguais.

No capítulo 6 serão apresentados os resultados obtidos nas diversas simulações realizadas, apresentando o tempo crítico de eliminação de defeito em que será através deste que se avaliará a estabilidade do sistema.

Por fim no capítulo 7, serão descritas as principais conclusões retiradas neste trabalho. Seguidamente será feito um levantamento de perspetivas para possíveis trabalhos futuros.

Capítulo 2

Introdução de energia Renovável na Rede

2.1 O Porquê da introdução de Energia Renovável na Rede

Nunca como na atualidade o assunto da sustentabilidade energética foi tão debatido pela comunidade científica. De facto o desenvolvimento sócio-económico da humanidade está fortemente dependente da utilização de energia elétrica, que devido a determinados fatores, a forma como a energia elétrica é explorada teve que ser alterada.

O primeiro dos aspetos a referir, é o facto de nas últimas décadas assistiu-se a um aumento exponencial do número de habitantes no planeta derivado à melhoria significativa da qualidade de vida que a tecnologia trouxe consigo. As consequências diretas deste fenómeno foram o aumento igualmente abrupto da necessidade de recursos tais como: água, alimentos, energia, entre outros.

Assim sendo, o sector elétrico, fortemente correlacionado com a evolução sócio-económica, não passou incólume a esta revolução Mundial. Desta forma as empresas exploradoras do SEE viram-se na necessidade de ampliar a capacidade de produção e consequentemente a capacidade de transporte de energia concluindo-se num grande investimento sem nunca comprometer a qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Portanto, com o crescente aumento da necessidade de energia elétrica, a escolha para a produção de eletricidade recaiu obviamente na mais barata, mais concretamente recorrendo a centrais que utilizassem como matérias primas os combustíveis fósseis.

Embora, apesar deste tipo de centrais serem apetecíveis do ponto de vista económica com o passar dos anos a utilização destas centrais certas inconvenientes da sua utilização foram postos a nu.

Nos últimos anos as crescentes preocupações ambientais principiaram umas das maiores preocupações do Homem hoje em dia. Temas como o aquecimento global e a cada vez maior escassez de recursos começaram a fazer parte dos principais desafios a enfrentar pela Humanidade.

Este problema ganhou real importância quando começaram a representar um entrave ao desenvolvimento sustentado das populações, assim sendo, a maior parte dos países reconheceram que

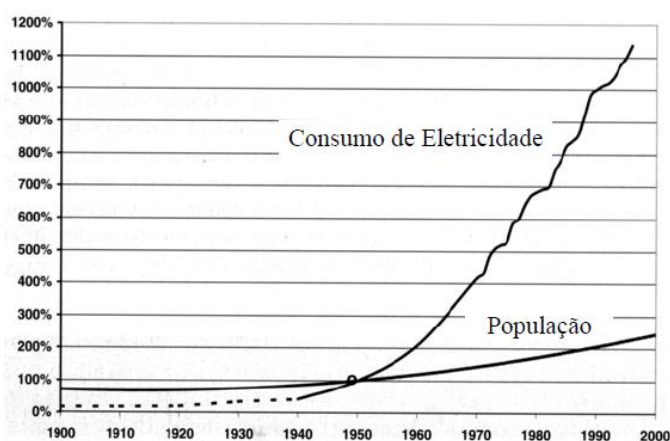


Figura 2.1: Crescimento global da população vs. crescimento do consumo de eletricidade [1]

de facto era necessário uma busca por soluções sustentáveis, principalmente a partir do momento em que o protocolo de Kyoto foi assinado, em 1997. Neste cenário surgem com cada vez mais importância a penetração de energia elétrica na rede proveniente de fontes renováveis. Assim, a União Europeia deu início a várias iniciativas com o fim de promover estes novos sistemas de produção. A exemplo de uma iniciativa deste género foi a *Johannesburg Renewable Energy Coalition* em que o principal objetivo desta cimeira foi o de promover a utilização da produção de eletricidade amiga do ambiente a nível Mundial [2].

Seguindo esta tendência, hoje em dia a presença de eletricidade de origem renovável na rede já é uma realidade, sendo que de todas as soluções propostas, a energia eólica foi a que garantidamente ganhou mais adeptos quer pela maturidade e velocidade de evolução tecnológica (maiores potência nominais e maiores rotores) que esta solução apresenta ou pela sua disponibilidade a nível global.

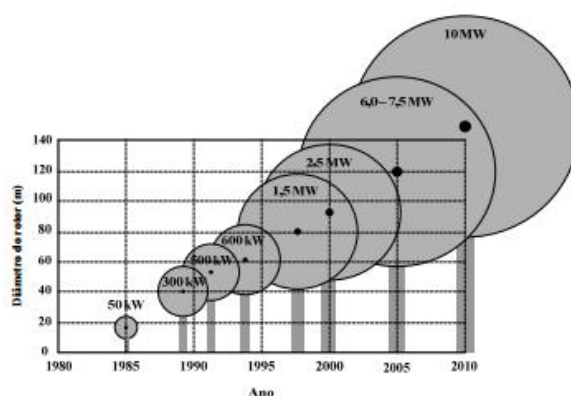


Figura 2.2: Evolução do diâmetro do rotor Vs. Potência nominal [3]

A evolução tecnológica também contribuiu e continua a contribuir para uma aposta contínua neste tipo de energia, pois graças aos avanços tecnológicos o custo de produção do kWh só nos

últimos 5 anos, desceu cerca de 20%, assim como a potência nominal das turbinas eólicas não pára de aumentar, estando disponíveis comercialmente máquinas de 2500 kW, existindo protótipos que conseguem produzir 4000 kW [4].

A energia eólica foi a que mais teve destaque no cenário da potência instalada na década de 90 em termos de percentagem de crescimento anual comparando com os investimentos feitos nos restantes tipos de produção eólica, assim a taxa média de crescimento anual desta tecnologia é cerca de 30% ao ano e, só em 2002, mais de 7 GW de capacidade foram instalados, contabilizando um investimento avaliado em 7000 milhões de euros e espera-se que a potência eólica instalada atinja os 32 GW no final de 2003.

Neste panorama de plena mudança e de forte aposta a União Europeia no final de 2003 encontra-se como líder mundial de potência eólica instalada, possuindo na sua rede 74% da potência mundial instalada [5].

Tabela 2.1: Distribuição da potência eólica instalada pelas regiões do mundo [5]

Região	Capacidade instalada (MW) no final do ano						
	1995	1997	1999	2000	2001	2002	2003
Europa	2518	4766	9307	12972	17500	21319	28706
América do Norte	1676	1611	2619	2695	4245	4708	6677
América Central e do Sul	11	38	87	103	135	137	139
Ásia e Pacífico	626	1149	1403	1795	2330	2606	3034
Médio Oriente e África	13	24	39	141	147	149	150

Portugal, perante o forte investimento na produção eólica da União Europeia, não ficou indiferente e tem se apresentado como um país fortemente direcionado para o investimento neste tipo de tecnologias. A aposta Nacional tem sido de tal forma que Portugal no ano de 2012 se encontrava na 10^a posição a nível mundial na potência eólica instalada, conseguindo uns espantosos 4194 MW instalados, o que é de facto notável para um país com a dimensão de Portugal.

Tabela 2.2: Potência eólica instalada no final do ano de 2003 [5]

País	Potência instalada (MW) até ao final do ano 2003
Alemanha	14609
Dinamarca	3110
Espanha	6202
Holanda	912
Reino Unido	646
Suécia	399
Itália	904
Portugal	299
Austria	415

Os números do investimento de Portugal, na produção de energia a partir do vento, conseguem ser ainda mais impressionantes se tivermos em consideração que a percentagem de produção eólica relativamente ao pico do diagrama de cargas, Portugal encontra-se em segundo lugar a nível Mundial com 20% de produção eólica ficando apenas atrás da Dinamarca, com uns igualmente espantosos 23% [6].

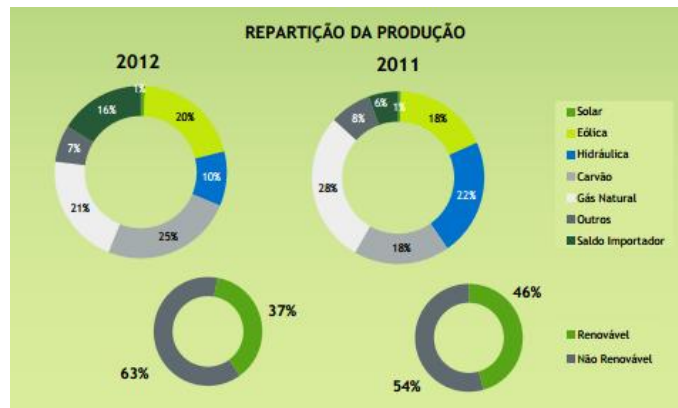


Figura 2.3: Repartição da produção nos anos de 2011 e 2012 [7]

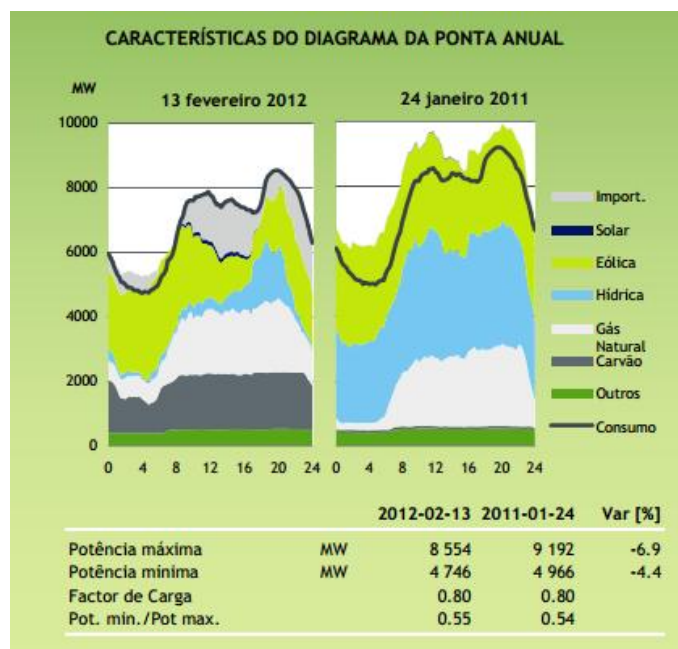


Figura 2.4: Diagrama dos dois dias de maior consumo de 2011 e 2012 [7]

Outros dos aspetos a favor da implementação em massa de sistemas de conversão de energia do vento é o facto de esta, de um ponto de vista sócio-económico interessante, pois por um lado a tecnologia utilizada hoje em dia já pode ser produzida em Portugal, fomentando o emprego de

técnicos especializado, por outro lado o seu carácter distribuído ajuda no crescimento de emprego em zonas remotas patrocinando um desenvolvimento sustentável.

Atualmente a energia eólica tem o potencial de se tornar numa fonte decisiva no diagrama de produção diária de energia em variadas localizações do planeta. Nos passados 12 anos, a tecnologia usada pelas turbinas eólicas alcançou um nível bastante alto de fiabilidade e tecnológico. O crescimento do mercado mundial fará com que se evolua ainda mais neste sentido, nomeadamente, maiores rotores ou novas aplicações como centrais eólicas offshore, ou mais e melhores centrais eólicas. Essas evoluções farão com que o preço de fabrico destas desça ainda mais e a médio prazo a produção de energia elétrica conseguirá competir com pé de igualdade com as centrais de produção convencionais. No entanto, ainda é necessário mais investigação, nomeadamente nos campos da integração deste tipo de produção na rede assim como a sua produção em larga escala.

2.2 Condicionantes da energia eólica

A energia eólica, apesar de todas as vantagens apresentadas em 2.1, possui alguns pontos negativos dificultando certos aspetos que vão desde o seu planeamento à sua exploração. Os aspetos ambientais, foram desde o início da sua integração uma das principais motivações para o investimento neste tipo de tecnologias de conversão de energia. Mas na realidade o fabrico das pás, torre, gerador e restantes componentes assim como o seu transporte não são totalmente livres problemas, pois esses processos levam obviamente a um consumo elevado de energia elétrica. Isto significa que as emissões acontecem enquanto a eletricidade provir de centrais de combustíveis fósseis. Essas emissões são conhecidas como emissões indiretas [5].

Tabela 2.3: Comparação do tempo de retorno energético tempo vs. emissões para varias tecnologias de produção de eletricidade [5]

Tipos de tecnologia para produção de energia elétrica	Retorno energético (Meses)
Carvão	1,0 - 1,1
Nuclear	-
Hídrica	
Grande	5 - 6
Média	9 - 11
Pequena	8 - 9
Eólica	
4,5 m/s	6 - 20
5,5 m/s	4 - 13
6,5 m/s	2 - 8

Outro aspeto que não pode ser ignorado é o seu impacto sonoro. Durante o funcionamento de um aerogerador este produz um ruído constante (43 dB). Para que este problema seja ultrapassado, as populações mais próximas terão que estar localizadas a 200 metros do parque eólico, por esta razão é necessário antes da sua instalação, realizar estudos de mapeamento.

A variabilidade de produção, é outra das razões que tornam a energia eólica menos apetecível. Como se sabe, a presença de vento não é um dado adquirido, portanto a intermitência de produção torna-se um sério entrave à sua implementação generalizada, ou seja, durante períodos em que não há vento, pode ser necessária a introdução de energia elétrica na rede, deste modo a energia eólica apresenta-se como menos confiável do que as centrais convencionais. Esta desvantagem pode ser atenuada com a presença de dispositivos de armazenamento de energia ou com as recentes evoluções no campo das técnicas de previsão poderão diminuir parte destas inconveniências.

Apesar das desvantagens apresentadas até agora não poderem ser ignoradas, hoje em dia através de um bom planeamento todas elas podem ser ultrapassadas e em alguns casos completamente suprimidas, assim, estes obstáculos não representam um sério problema à implementação em massa de sistemas de conversão de energia eólica.

Seguidamente serão apresentadas outras desvantagens da integração da produção eólica que merecem uma atenção especial devido às implicações na qualidade de fornecimento de energia que estas apresentam. Desta forma a comunidade científica hoje em dia está em constante investigação para que estes problemas desapareçam por completo.

2.2.1 Comportamento de um rede com produção eólica no caso de defeitos

De acordo com [8] os principais desafios da integração de energia eólica na rede são:

1. Equilíbrio do sistema em tempo real que exige a necessidade de flexibilidade e aumento da reserva.
2. Quais serão as implicações de perda de produção?
3. Que alterações na rede de transmissão são necessárias para transportar a energia eólica de forma eficiente se a rede foi dimensionada para o transporte de energia proveniente geração convencional?
4. Quais são as implicações na estabilidade do sistema?

Excetuando o ponto 3, todos os restantes problemas na integração de energia eólica provêm de falhas na rede (eg. Curto circuitos) que devido à natureza própria da produção eólica podem levantar sérios problemas, nomeadamente os de estabilidade.

Quanto ao ponto 3, este refere-se ao facto de a produção eólica leva a uma alteração do trânsito de potência nas linhas. A rede de transporte, quando foi dimensionada, apenas previa a produção de energia elétrica recorrendo a centrais convencionais, assim, como a produção eólica apresenta um carácter distribuído a rede de transporte poderá não estar preparada para a alteração do trânsito de potência consequente o que fará com que o planeamento de expansão da rede elétrica se torne ainda mais delicado [9].

Na secção seguinte procura-se explorar os problemas consequentes da introdução de produção eólica quando surgem CC na rede.

2.2.1.1 Sobrevivência a cavas de tensão

Como já foi explicado anteriormente, a ocorrência de curto-circuitos pode colocar em risco a segurança dinâmica de operação dos sistemas de energia, em resultados de perdas de volumes significativos de produção eólica, acontecendo quando os aerogeradores não têm capacidade de continuar em funcionamento na sequência de uma cava de tensão. Por isto, nos últimos anos, criaram-se regulamentos que obrigam invariavelmente os parques eólicos a resistir a quedas de tensão até uma certa tensão nominal durante um certo período de tempo. Assim, criou-se um requisito de sobrevivência a cavas de tensão, que é descrito pela característica "tensão vs. tempo" indicando, em caso de defeito, o limite inferior que a tensão aos terminais do aerogerador pode atingir em relação ao tempo. A imagem 2.5 mostra a característica "tensão vs. tempo" impostos pelos regulamentos de diversos países europeus.

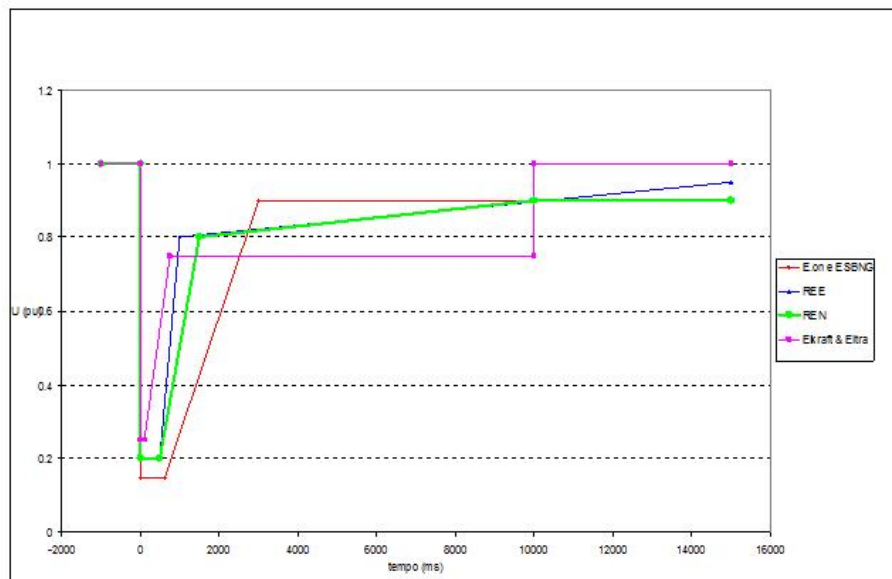


Figura 2.5: Capacidade de suportar cavas de tensão exigidas aos centros produtores eólicos [7]

Quanto ao tipo de aerogeradores a integrar na rede, os que recentemente têm merecido mais atenção por parte de estudos académicos foram [10]:

- Máquinas assíncronas com e sem controlo pitch (FSIG - *Fixed-Speed Induction Generator*);
- Máquinas síncronas de velocidade variável;
- Máquinas assíncronas duplamente alimentadas (DFIG - *Doubly-Fed Induction Generator*).

Os aerogeradores de indução convencionais (FSIG) relativamente apresentam as vantagens de serem simples, robustos e apresentam um baixo custo de investimento. As desvantagens deste tipo de gerador são as suas reduzidas capacidades de controlo, pois a sua controlabilidade é apenas de cariz aerodinâmico, que consistem em orientar o perfil das pás da turbina.

Os aerogeradores síncronos que operam com velocidade variável, permitem captar o máximo de energia do vento (através de um regulação do ângulo das pás da turbina por controlo de pitch ou stall-activo). A energia extraída é transferida para a rede através de uma configuração de conversores eletrónicos CA-CC-CA (corrente-alternada-corrente contínua e corrente contínua-corrente alternada) dispostos em cascata que realizam a ligação entre o estator do aerogerador e a rede elétrica. O conversor ligado à rede elétrica para além de fixar a frequência de saída de acordo com a frequência da rede (50Hz na Europa), também permite controlar o fornecimento de energia reativa. Assim, a presença de eletrónica de potência no aerogerador permite o total desacoplamento da máquina com a rede.

O gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) possui um sistema de controlo da produção de energia elétrica que impõe um binário mecânico que é controlado de acordo com uma curva de binário ótimo predefinida, controlo esse que não é baseado na frequência da rede, e a sua contribuição para a inércia do sistema é desprezada. O DFIG possui uma configuração de conversores eletrónicos CA-CC-CA (corrente alternada-corrente contínua e corrente contínua-corrente alternada) entre o seu rotor e a rede elétrica. O conversor ligado à rede opera à frequência da rede (50 Hz). A sua principal função é manter constante a tenção do barramento DC, apesar de poder ser controlado para fornecer potência reativa. O conversor do lado do rotor funciona a uma frequência variável, de acordo com a velocidade do rotor. Este conversor tem a função de controlar o DFIG, através da injeção de tensões ou correntes controladas no rotor da máquina, de modo a controlar separadamente a produção de potência ativa e potência reativa [11].

Assim de forma a manter a estabilidade, concluiu-se que os aerogeradores terão que ser capazes de garantir um comportamento dinâmico representado na figura 2.5 e na figura 2.6. Caso o aerogerador não seja capaz de cumprir estes requisitos terá automaticamente que ser colocado fora de serviço.

A figura 2.6 representa a sombreado, a região de operação dos aerogerador relativamente à injeção de corrente reativa na rede perante a ocorrência de cavas de tensão, segundo a proposta de rede para Portugal [12]

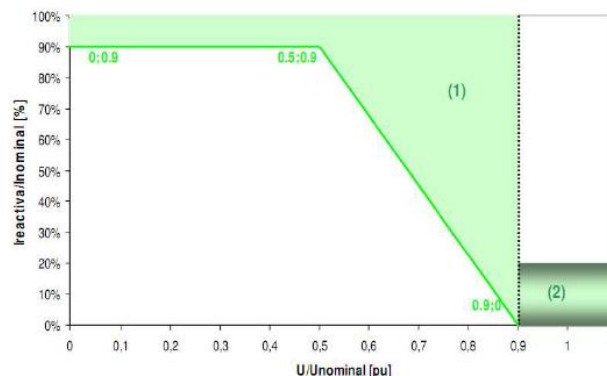


Figura 2.6: Requisitos de injeção de reativa após cavas de tensão na rede [12]

Segundo a figura 2.6, os regulamentos Portugueses exigem uma injeção imediata de corrente reativa na rede com valores mínimos de 90% da corrente nominal da máquina nos momentos que antecedem o defeito, desde que a tensão no ponto de ligação do parque eólico desça abaixo dos 0,5 p.u.. Após a eliminação do defeito é necessário reduzir a injeção da corrente reativa, fazendo esta retornar aos valores pré-definidos para operação normal [12].

Como já foi referido, o sistema FSIG fornece uma solução simples, robusta e rentável para uma integração na rede [13], embora o seu comportamento dinâmico represente um sério problema à sua integração, pois este não possui capacidade de consumo de energia reativa. De forma a melhorar o seu comportamento em caso de defeitos na rede, é possível incorporar no aerogerador uma compensação dinâmica de potência reativa através da utilização de dispositivos de eletrónica de potência como SVC ou STATCOM.

Paralelamente o sistema DFIG, surge como bastante mais vantajoso pois possui as seguintes características:

- Capacidade para variar a velocidade de rotação da máquina e assim controlar o binário;
- Aumento da eficiência;
- Rápida recuperação da tensão em caso de defeito devido à sua capacidade de controlo de potência reativa (sobrevivência a cavas de tensão).

No entanto o sistema DFIG possui um sistema todo ele mais complexo quando comparado com o FSIG, desde o seu sistema de controlo e proteções.

O tema das cavas de tensão, é um assunto que merece especial atenção quando se procuram garantias de uma integração de energia eólica na rede com sucesso. Caso o aerogerador não cumpra o requisitos que cada empresa exploradora especifica, quando ocorre um defeito numa linha, o grupo aerogerador poderá ser obrigado a sair de serviço o que aumentará a intermitência de serviço e contribuirá para um pior fornecimento de electricidade. Portanto, a geração eólica tem que ser equilibrada com reserva girante e não girante suficiente proveniente de centrais convencionais de forma a assegurar o fornecimento de energia eléctrica contínuo e de qualidade.

2.2.1.2 Problemas de Estabilidade

A estabilidade de um sistema eléctrico pode ser dividida em três tipos:

- Estabilidade estacionária;
- Estabilidade transitória;
- Estabilidade de longo termo.

Os estudos de estabilidade estacionária pretendem analisar o comportamento dos sistemas após a ocorrência de pequenas perturbações. O SEE apresenta estabilidade estática se, após a perturbação, evoluir para um ponto de funcionamento próximo do anterior. A análise deste tipo de

estabilidade pode ser realizada através da linearização das equações de funcionamento do sistema em torno do ponto de operação inicial. Como exemplo destes estudos temos o cálculo do limite máximo de carga das máquinas síncronas sem se verificar perda de sincronismo, admitindo que a carga está a aumentar gradualmente.

Os estudos de estabilidade transitória analisam o comportamento do sistema para os primeiros segundos (1 ou 2 segundos) após a ocorrência da perturbação. Nos estudos de estabilidade de longo termo analisa-se o comportamento dinâmico do sistema para períodos mais longos.

Os estudos de estabilidade transitória e de longo termo são realizados por simulação, através da integração numérica do sistema de equações diferenciais associadas ao movimento dos diferentes alternadores da rede. Esta metodologia permite uma representação bastante minuciosa de todos os componentes da rede, a qual, à custa de um elevado esforço de cálculo, permite obter resultados bastante precisos. Atendendo a que os períodos em análise nos estudos de estabilidade estacionária e transitória são diferentes, os modelos dos componentes também o são, devido às simplificações admissíveis serem função da duração do período em estudo. De um modo geral, em estudos de estabilidade transitória, os modelos dos componentes são mais simples, porque há um conjunto de simplificações que são válidas para os primeiros instantes após a ocorrência da perturbação, mas já o não são para períodos mais longos [14].

Após a ocorrência de uma perturbação na rede, normalmente um CC que leva a uma saída de serviço de uma linha, as velocidades angulares dos rotores das máquinas síncronas, as diferenças dos desvios angulares e a transferência de potência sofrerão uma grande alteração. Se certas condições de exploração do SEE forem satisfeitas as máquinas síncronas poderão perder o sincronismo.

Assim sendo, a estabilidade de um sistema de um sistema dependerá do equilíbrio entre a potência gerada e consumida. Como a potência consumida está sempre a sofrer variações, as máquinas presentes no diagrama através de mecanismos ajustam a sua produção (Nomeadamente a inércia de cada máquina). Caso a alteração de potência necessária sofra uma alteração muito brusca, por exemplo num caso de defeito, poderão surgir situações em que essas forças de sincronismo sejam suficientes para a estabilidade do sistema tendo mesmo que ser retiradas de serviço.

Assim, sendo, caso a produção e o consumo não sejam iguais a frequência do sistema irá se alterar a uma taxa definida pela inércia total do sistema. A inércia do sistema compreende a quase totalidade dos geradores em rotação e da carga conectada à rede elétrica. Assim se diz que um gerador ou uma carga contribui para a inércia do sistema se uma alteração da frequência da rede causa uma variação na velocidade de rotação e conseqüentemente na sua energia cinética. A energia associada a esta variação de energia cinética é conhecida como resposta inercial. A súbita perda de fornecimento de energia elétrica é tipicamente o fator que inicia a variação de frequência. Neste caso, a combinação de respostas inerciais das restantes máquinas elétricas conectadas ao sistema são o fator principal que define a taxa de diminuição de frequência. De forma a que esta variação de frequência não seja extremamente sensível aos desequilíbrios entre produção e consumo, é de grande importância que uma grande proporção da produção e consumo contribuam para a inércia do sistema contribuindo assim para a sua resposta inercial.

Na geração síncrona convencional, o binário eletromagnético é sensível às mudanças da frequência na rede e assim uma resposta inercial é observada. No entanto, com o contínuo crescimento da penetração de energia elétrica renovável, essencialmente por parte dos aerogeradores assíncronos de velocidade variável, a resposta inercial é profundamente alterada [15, 16].

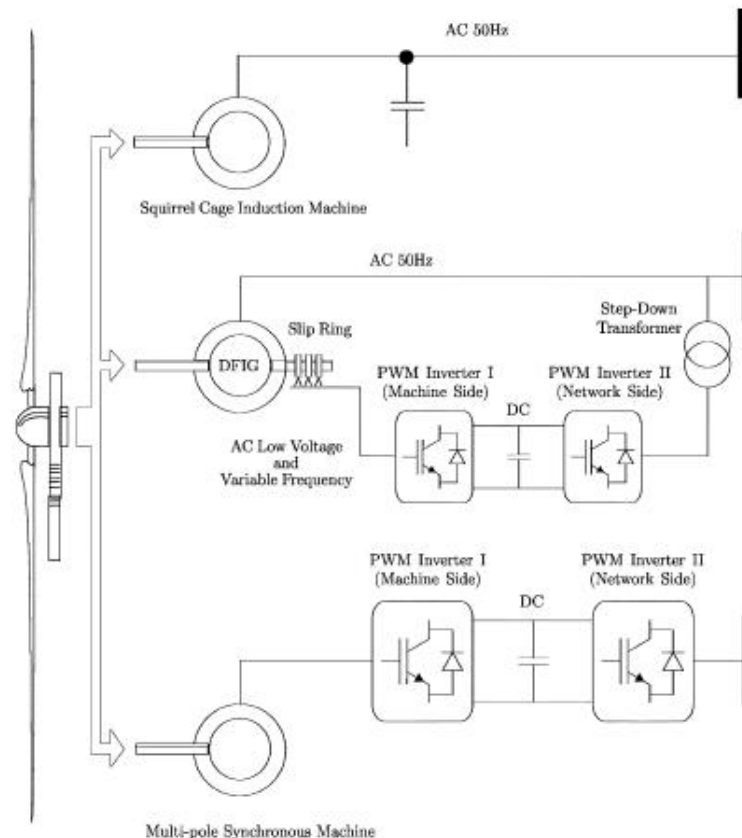


Figura 2.7: Configuração típica dos aerogeradores [17]

No caso do aerogerador em causa ser um DFIG a inércia da turbina está efetivamente desacoplada do restante sistema. Os dispositivos de eletrônica de potência situados no cerne do aerogerador, controlam a performance e atuam com uma interface entre a máquina e a rede elétrica. Assim, com o aumento da penetração de energia eólica proveniente de sistemas DFIG, a inércia eficaz do sistema será reduzida e fiabilidade do sistema após grandes perturbações podem ser significativamente afetados.

A inércia dos geradores síncronos que participam na regulação de frequência têm um papel determinante na garantia da estabilidade do sistema elétrico na sequência de uma perturbação. Quanto menor for a inércia global do sistema de potência, maior e mais rápida será a variação dos níveis de frequência na rede após a ocorrência de desequilíbrios entre a geração e a carga [12, 18, 15, 19].

Apesar da má resposta dos aerogeradores quando são chamados para contribuir no controlo primário de frequência, o universo científico está neste momento a procurar soluções que melhorem a estabilidade quando se introduz produção eólica na rede. Neste sentido, com vista em futuros cenários de exploração do SEE, em que a implementação de produção eólica utilizando sistemas de conversão eletrónica será feita em massa, torna-se necessário o estudo a possibilidade de que centrais de produção eólica consigam fornecer algumas características adicionais, nomeadamente a possibilidade de participarem no controlo primário de frequência ou de estes tipo de aerogeradores permitirem a emulação de inércia. Neste sentido foram realizados os estudos [20] e [21].

2.3 Métodos de Simulação para Análise da Estabilidade Transitória de um Sistema Elétrico de Energia

Nesta secção serão abordados de uma forma sintética alguns dos métodos e técnicas de simulação que permitem avaliar o problema da estabilidade transitória dos sistemas elétricos de energia. São esses mesmos métodos e técnicas essenciais para garantir um correto planeamento e uma ótima exploração do sistema elétrico de energia permitindo simular e analisar o comportamento dinâmico do sistema durante a ocorrência de grandes perturbações. Estes métodos e técnicas podem ser classificados em três grandes classes que passo a enunciar [22]:

- Métodos de integração numérica;
- Métodos diretos;
- Técnicas de Inteligência Artificial.

2.3.1 Métodos de integração numérica

Os métodos de integração numérica permitem o estudo da estabilidade transitória através da integração numérica das várias equações diferenciais associadas ao movimento dos alternadores existentes na rede. Esse tipo de metodologia permite uma representação bastante meticulosa de todos os componentes da rede, extraindo desta forma resultados bastante exatos. Por outro lado a extração de resultados tão precisos exige um elevado esforço de cálculo.

Os métodos de integração podem ser classificados como sendo explícitos ou implícitos. Nos métodos explícitos o valor da variável dependente para qualquer valor da variável independente é calculado através do conhecimento do valor anterior da variável independente. Este tipo de métodos apresenta baixa estabilidade, especialmente quando os passos de integração usados são relativamente elevados. Os métodos de integração explícitos mais utilizados são o método de Euler, o método de Euler modificado e o método de Runge-Kutta. Em relação aos métodos de integração implícitos, usam funções de interpolação permitindo desta forma passos relativamente elevados tornando-se uma vantagem para simulações de média e longa duração.

Os métodos de integração numérica devem satisfazer as seguintes características [19]:

- Qualidade e precisão - os resultados obtidos através do método devem ser o mais próximo possível da resposta que efetivamente ocorre no comportamento real do sistema elétrico de energia;
- Robustez - o método utilizado para resolver o conjunto de equações deverá permitir reproduzir durante a simulação de qualquer perturbação ou fenómeno real na rede elétrica sem colocar em causa a estabilidade numérica e exatidão dos resultados obtidos;
- Flexibilidade – os métodos de cálculo devem possibilitar a introdução de novos modelos sem que isso acarrete um aumento na complexidade computacional;
- Eficiência computacional - o método utilizado deve ser eficiente para poder ser utilizado em tempo real no caso de redes elétricas de pequena dimensão.

2.3.2 Métodos de integração direta

Efetivamente os métodos de integração numérica não são os mais apropriados para efetuar estudos em tempo real de sistemas elétricos de energia de média e grande dimensão devido aos elevados tempo de simulação. Em alternativa poder-se-á utilizar métodos diretos para o controlo preventivo e de emergência. Apesar da sua eficiência computacional, os métodos diretos são pouco precisos, nomeadamente quando os sistemas atuam nas proximidades dos seus limites de funcionamento.

O primeiro método direto utilizado no estudo e análise do comportamento dinâmico de um Sistema Elétrico de Energia foi desenvolvido baseado nos conceitos matemáticos do teorema de Lyapunov. A grande vantagem deste método é o facto de não ser necessário conhecer explicitamente, no período pós-defeito, a evolução temporal dos ângulos rotóricos nem das velocidades angulares dos geradores para se poder concluir que um determinado sistema é ou não estável. No entanto esta formulação despreza as condutâncias de transferência, não permite obter uma solução ultra rápida nem efetuar facilmente uma análise de sensibilidade. Conclui-se então que este método apresenta uma característica conservativa sendo que os resultados extraídos advêm de um cenário pessimista.

Com o intuito de colmatar as desvantagens anteriormente referidas em relação ao método Lyapunov foram desenvolvidas nas últimas décadas novas formulações a partir do método Lyapunov. Entre estas destacam-se o método da função de energia transitória. A função de energia transitória obtém-se através da integração das equações do movimento que traduzem o comportamento dinâmico do sistema.

Outro método direto é o critério das áreas iguais. Através deste método é possível efetuar uma avaliação expedita da estabilidade e obter índices de sensibilidade para o controlo preventivo do sistema. Neste trabalho na secção 2.3.2.1, será explicado a metodologia deste método e em A será apresentado um exemplo, pois neste trabalho se procurará justificar os resultados obtidos recorrendo a este critério.

2.3.2.1 Critério das áreas iguais

Num sistema constituído por uma máquina síncrona, ligada a um barramento de potência infinita, é possível estudar a estabilidade em regime transitório, por um critério extremamente simples, sem haver necessidade de recorrer à resolução numérica da equação de oscilação da máquina síncrona. Este critério, designado por critério das áreas iguais é extremamente importante, porque não só permite compreender como alguns fatores influenciam a estabilidade do sistema, como, em muitos casos é possível reduzir um sistema a um sistema equivalente constituído por uma máquina síncrona ligada a um barramento de potência infinita, podendo assim ser analisado utilizando o método das áreas iguais [14, 23, 12].

Assim sendo o critério das áreas iguais apresenta vantagens relativamente aos métodos que recorrem à integração numérica. Para além de necessitarem de pouco esforço computacional, o critério das áreas iguais permite perceber como certos fatores influenciam a estabilidade do sistema.

Como este conceito foi importante nas medidas e conclusões retiradas com o desenvolvimento deste trabalho, em A segue um exemplo de aplicação do critério das áreas iguais.

2.3.3 Métodos Híbridos

As formulações híbridas de análise da estabilidade transitória combinam as vantagens dos métodos diretos com as dos algoritmos baseados na integração numérica no domínio do tempo. Utilizam a flexibilidade de modelização dos componentes do sistema permitida pelos métodos de integração numérica com a velocidade e a grande quantidade de informação produzida pelas formulações diretas. Existem dois tipos de métodos híbridos: Uma das formulações utiliza o sistema multi máquina sem qualquer tipo de redução, enquanto a outra utiliza um modelo equivalente do sistema constituído por uma máquina ligada a um barramento de potência infinita.

Esta classe de métodos apresenta as seguintes características gerais [12]:

- Modelização detalhada dos componentes do sistema, a qual é tão exata quanto a utilizada pelo correspondente método de integração numérica no domínio do tempo, quando aplicado separadamente ao estudo do comportamento dinâmico da rede;
- Avaliação da estabilidade transitória tanto em situações de primeira ou múltiplas oscilações, à semelhança dos estudos produzidos pelos métodos de integração numérica;
- Cálculo da margem de estabilidade transitória a qual por sua vez permite efetuar uma análise de sensibilidade, desenvolver ferramentas de ordenação e filtragem de contingências, bem como estabelecer outras técnicas de controlo preventivo;
- identificação das máquinas relevantes, isto é, as máquinas que conduzem à perda do sincronismo do sistema.

Capítulo 3

Modelos utilizados

3.1 Introdução

De forma a simular uma rede elétrica e posteriormente assumir os cenários de exploração da rede teste a considerar, torna-se indispensável usufruir de uma plataforma de simulação que recrie com realidade o comportamento dinâmico do sistema.

Portanto, este capítulo tem como objetivo apresentar todos os modelos matemáticos utilizados para a simulação do comportamento dinâmico dos diferentes sistemas de conversão de energia que foram utilizados no desenvolvimento deste trabalho. Assim, será feita uma introdução teórica dos modelos dinâmicos e os seus conversores utilizados na plataforma de simulação. Quanto aos pormenores de implementação dos modelos em *MATLAB/simulink* não serão descritos neste capítulo mas sim no capítulo 4.

Neste trabalho foram utilizados os seguintes modelos dinâmicos de sistemas de conversão de energia:

- Gerador síncrono (Produção convencional);
- Gerador assíncrono duplamente alimentado (DFIG);
- Gerador assíncrono simplificado com participação no controlo primário de frequência (Modelo genérico de gerador eólico simplificado);
- Barramento de potência infinita (Modelo de um gerador síncrono de potência muito elevada e respetivos reguladores de tensão e velocidade).

Para alguns dos modelos utilizados, sempre que se tornou vantajoso, recorreu-se às bibliotecas do próprio *MATLAB/Simulink* nomeadamente a biblioteca *SimPowerSystem*. Contrariamente, por vezes houve necessidade dos modelos de serem totalmente desenvolvidas de raiz de forma a cumprir os objetivos deste trabalho.

Devido às próprias especificações do problema, os modelos de regulação de tensão e velocidade das máquinas síncronas de produção convencional foram desprezados e substituídos por uma

produção e tensão constantes. Isto acontece porque em estudos de estabilidade transitória, devido à elevada inércia dos reguladores, estes têm uma resposta muito lenta e como os fenómenos transitórios de caracterizam nos primeiros 1 ou 2 segundo após a perturbação pode-se desprezar a ação destes.

Relativamente ao modelo utilizado para o barramento de potência infinita, devido às especificações próprias do trabalho, a utilização do modelo presente na biblioteca do *SimPowerSystem* não era viável, pois não simulava o efeito pretendido. Desta fora, optou-se por utilizar um modelo de uma máquina síncrona com os reguladores de tensão e frequência desenvolvidos de raiz.

A ordem de apresentação dos modelos utilizados é feita pela ordem que foram enunciados em cima.

3.2 Modelo Gerador Síncrono

3.2.1 Produção Convencional

A explicação deste modelo é toda ela bastante simples. Tal como foi em 3, neste trabalho o uso de reguladores de tensão e velocidade [24] foram desprezados pelas razões já descritas. Por isso a simulação deste modelo passa apenas por utilizar o modelo de uma máquina síncrona presente na biblioteca *SimPowerSystem*.

Como todas as máquinas elétricas rotativas, o modelo terá que incluir uma parte que descreva o comportamento mecânico e outra que descreva o comportamento elétrico da máquina.

A componente mecânica contempla a equação seguinte 3.2(conhecida da equação do movimento desprezando os efeitos amortecedores)

$$\frac{\partial \omega}{\partial t} = \frac{P_a}{M} = \frac{P_{mec} - P_e}{M} \quad (3.1)$$

Caso se expressa a equação do movimento em ordem ao momento de inércia H, a equação 3.2 ficará:

$$2H\omega_0 \frac{\partial \omega}{\partial t} = P_a = P_M - P_e \quad (3.2)$$

Nesta expressão, temos (Em p.u. caso não seja indicado):

ω - Velocidade angular

ω_0 - Velocidade angular inicial

H - Constante de inércia

P_a - Potência aceleradora

P_{mec} - Potência mecânica

P_e - Potência elétrica

O bloco presente na biblioteca *SimPowerSystem* que representa uma máquina síncrona é o que está presente na figura presente na figura 3.1.

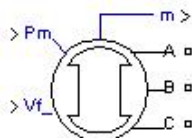


Figura 3.1: Bloco do modelo de um gerador síncrono [25]

Este modelo, tal como acontece na realidade, pode funcionar como gerador ou como motor. Na nossa aplicação como pretendemos um gerador, basta colocar na entrada P_m um bloco com um número real positivo. A parte elétrica da máquina é representada por um modelo de sexta ordem, que tem em conta o efeito dos enrolamentos do estator, de excitação e amortecedores nos comportamentos dinâmicos.

Uma explicação detalhada do modelo de uma máquina síncrona poderá ser consultada em detalhe na bibliografia [24]

3.2.2 Barramento de Potência Infinita

Tal como já foi referido, a biblioteca *SimPowerSystem* tem presente entre os seus modelos uma solução de um barramento de potência infinita, mas devido às especificações do problema este terá que ser substituído por uma máquina de potência muito grande.

Assim, tal como foi referido em 1.2, neste trabalho após analisar a estabilidade (através da obtenção do ângulo crítico) da rede teste assumindo vários cenários, o modelo do gerador eólico utilizado é posteriormente substituído por um modelo de um aerogerador genérico simplificado que permite controlo primário de frequência. Portanto, de acordo com o seu funcionamento (será explicado em 3.4), terá que possuir um dispositivo de leitura da frequência da rede, para que o regulador contribua mais ou menos consoante for o desvio de velocidade angular $\Delta\omega$.

O problema da utilização do bloco do barramento de potência infinita presente na biblioteca *SimPowerSystem*, surge no facto de se o utilizarmos o desvio de frequência $\Delta\omega$ será sempre igual a zero, pois o barramento de potência infinita é demasiadamente robusto, ou seja, a utilização do modelo genérico do aerogeradores que permitam controlo primário de frequência não representaria o efeito pretendido. Por estas razões, no lugar de um barramento de potência infinita, terá que ser colocado um modelo de uma máquina síncrona de potência muito elevada com os seus respetivos reguladores de tensão e velocidade.

3.2.2.1 Regulador de Velocidade

O modelo adotado neste trabalho pode ser visto na figura 3.2. Aí pode-se observar a entrada de vapor (PT), assim como a característica não linear das válvulas que recebem os sinais

de controlo destinados a modular a potência de saída de modo a garantir o controlo de velocidade/frequência [26].

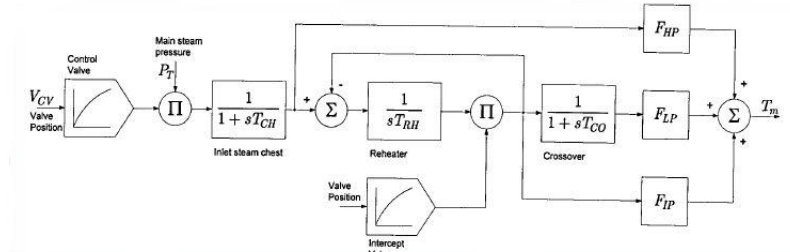


Figura 3.2: Diagrama de blocos da turbina a vapor *single reheat tandem-compound* [26]

Nesta figura tem-se (em p.u., exceto indicação em contrário):

V_{CV} - Posição da válvula de controlo

P_T - Entrada de pressão de vapor

T_{CH} - Constante de tempo associada à câmara de entrada (s)

T_{RH} - Constante de tempo associada ao sistema de reaquecimento (s)

T_{CO} - Constante de tempo associada ao *crossover* (s)

F_{HP} - Ganho da componente de alta pressão

F_{LP} - Ganho da componente de baixa pressão

F_{IP} - Ganho da componente de média pressão

T_m - Binário mecânico disponibilizado

As três funções de transferência representam os atrasos no sistema inerentes à sua constituição. Da esquerda para a direita tem-se o efeito da câmara de entrada (T_{CH}), do sistema de reaquecimento (*reheater*) T_{RH} e do *crossover* (T_{CO}). À direita estão representados os ganhos correspondentes às frações de potência geradas pelas três secções da turbina (a sua soma será unitária). A válvula de interceção (*intecept valve*) é utilizada normalmente apenas em situações de emergência, logo, como não se pretende analisar detalhadamente o comportamento destas turbinas neste tipo de situações, a sua presença no modelo não foi considerada. Se for considerado ainda que as características das válvulas são lineares e que T_{CO} é desprezável face a T_{RH} , (tipicamente, será cerca de 20 vezes menor), pode-se escrever diretamente a seguinte função de transferência [26].

$$\frac{\Delta T_m}{\Delta V_{CV}} = \frac{F_{HP}}{1 + sT_{CH}} + \frac{1 - F_{HP}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} = \frac{1 + sF_{HP}T_{CH}}{(1 + sT_{CH})(1 + sT_{RH})} \quad (3.3)$$

Quanto ao regulador que atua sobre a válvula de controlo principal (à esquerda, na Figura 3.3) pode-se considerar uma vez mais que, nesta aplicação concreta, não se pretende analisar detalhadamente o comportamento destas turbinas, bastando ter em conta o controlo normal de velocidade ou frequência.

Um modelo genérico deste tipo de controlo pode observar-se na figura seguinte.

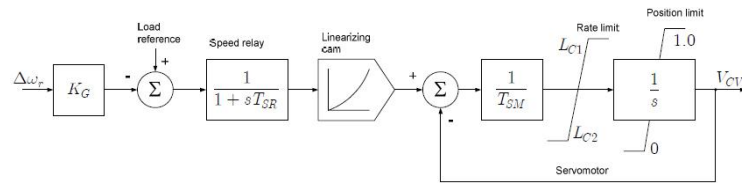


Figura 3.3: Regulador de velocidade da turbina a vapor [26]

Nesta figura, tem-se que (em p.u., exceto indicação em contrário):

$\Delta\omega_r$ - Posição da válvula de controle

K_G - Ganho do regulador

T_{SR} - Constante de tempo associada ao relé de velocidade (s)

T_{SM} - Constante de tempo associada ao servomotor (s)

L_{C1} e L_{C2} - Limites às velocidades de abertura e fecho da válvula de controle

V_{CV} - Posição da válvula de controle

3.2.2.2 Regulador de Tensão

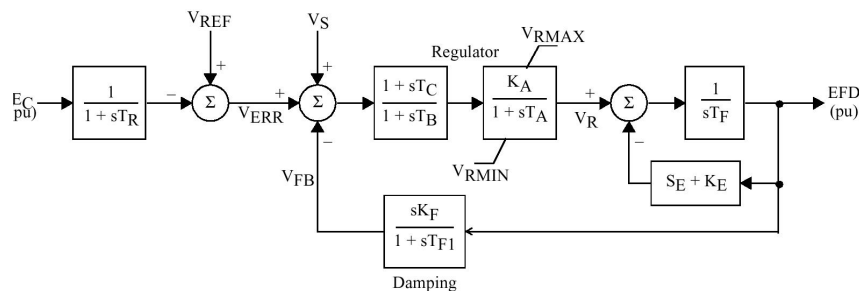


Figura 3.4: Regulador de tensão/excitação IEEE tipo 1 [24]

O modelo apresentado é um modelo simplificado, excluindo, nomeadamente, a função que descreve a saturação da excitatriz, aqui representada pela tensão V_X . Esta excitatriz é um gerador DC, auto-excitado ou de excitação separada, cujo nível de tensão gerada é adaptado às necessidades através de um regulador que atua sobre a tensão aplicada ao enrolamento de excitação.

A tensão V_C representa a saída de um transdutor de tensão associado a um compensador de carga. A tensão V_{ref} é a tensão de referência, enquanto a tensão V_s é a tensão que disponibilizada por um *Power System Stabilizer*, caso este seja usado. As entradas V_{UEL} , permitem a atuação de um limitador de sub-excitação.

Pode-se também visualizar um compensador *lag – lead* destinado a reduzir ganho a altas frequências, minimizando assim a influência negativa do regulador no amortecimento do sistema [24, 4].

A malha de realimentação derivativa (com ganho K_F e constante de tempo T_F), também conhecida como malha de estabilização, destina-se a assegurar a estabilidade da regulação de tensão. O seu desempenho possibilita reduzir os desvios de fase introduzidos pelos atrasos nos diversos elementos do sistema de excitação.

Atualmente, com a utilização de dispositivos de excitação estáticos que recorrem à eletrônica de potência, a presença desta malha não é essencial.

Um ganho K_A e uma constante de tempo T_A , juntamente com valores máximos e mínimos de saída, caracterizam o amplificador. Assim, a excitatriz pode ser caracterizada pela seguinte equação [24]:

$$E_{ef} = K_E E_X + S_E(E_X) E_X + T_E \frac{dE_X}{dt} \quad (3.4)$$

Onde a parcela $S_E(E_X) E_X$ é omitida por representar a saturação, permitindo escrever o seguinte:

$$E_{ef} = K_E E_X + S_E(E_X) E_X + T_E \frac{dE_X}{dt} \Leftrightarrow \frac{E_X}{E_{ef}} = \frac{1}{K_E + sK_E} \quad (3.5)$$

Em que:

$$\begin{aligned} K_E &= \frac{R_{ef}}{R_g} \\ T_E &= \frac{L_{fu}}{R_g} \\ L_{fu} &= L_{ef} \frac{I_{ef0}}{E_{X0}} \end{aligned} \quad (3.6)$$

No caso da excitatriz ser um gerador DC auto-excitado, K_E é dado por:

$$K_E = \frac{R_{ef}}{R_g} - 1 \quad (3.7)$$

Nas expressões 3.6 e 3.7, as variáveis significam:

R_{ef} - Resistência do enrolamento de campo de excitatriz;

R_g - Declive de porção linear da curva de magnetização da excitatriz;

L_{ef} - Indutância do enrolamento de campo;

$I_{efe} E_{X0}$ - Corrente de campo e tensão de excitação correspondentes a um dado ponto de funcionamento da excitatriz.

3.3 Modelo Gerador assíncrono e conversores associados

Nesta secção apresenta-se o modelo da máquina assíncrona adotado neste trabalho. No modelo utilizado, admite-se que o rotor se encontre alimentado por um dispositivo externo, neste caso esse dispositivo é o conversor AC-DC-AC. Este conversor liga o rotor aos terminais do estator. A presença deste dispositivo implica que se utilize um qualquer mecanismo de controlo que será descrita em 3.3.2.

3.3.1 Gerador assíncrono

Tal como acontece no gerador síncrono 3.2.1 este pode funcionar como gerador ou como motor, em que para este trabalho a sua utilização foi de gerador. Para que assim funcione, é necessário que tenha um binário mecânico positivo.

A parte elétrica da máquina é, inicialmente, representada por um sistema de quarta ordem e a parte mecânica por um sistema de segunda ordem, estando todos os parâmetros referidos ao estator. Todas as grandezas estão representadas em p.u. (excetuando se houver informação em contrário) num sistema de eixos dq rodando à velocidade síncrona (ω_s). De acordo com [4] a posição do eixo d é coincidente com a posição de fluxo máximo do campo estatórico, estando o eixo q adiantado 90° em relação a este. Portanto, a tensão v_{ds} é sempre nula, enquanto que a tensão v_{qs} é igual à tensão nos terminais do estator da máquina v_s .

No modelo dinâmico de geradores assíncronos é usual definir um conjunto de pressupostos e simplificações [27]

- A taxa de variação do fluxo magnético do estator ($\frac{d\phi}{dt}$) é desprezada;
- O rotor apresenta uma estrutura simétrica;
- A força elástica e a força resultante de torção do eixo da máquina são desprezados;
- A saturação magnética é desprezada;
- A distribuição dos fluxos é considerada sinusoidal;
- As perdas mecânicas são desprezadas;

Assim, estas simplificações servem para reduzir a complexidade da modelização, sem comprometer a qualidade dos resultados em estudos de comportamento dinâmico.

As grandezas eletromagnéticas representam-se aqui usando a notação tradicional, estando os índices definidos da seguinte forma:

d,q: Grandezas nos eixos d e q.

r,s: Grandezas do rotor e do estator.

l,m: Indutâncias de fugas e magnetização.

Tendo em conta as considerações efetuadas, pode-se desenhar o esquema equivalente em cada um dos eixos referidos.

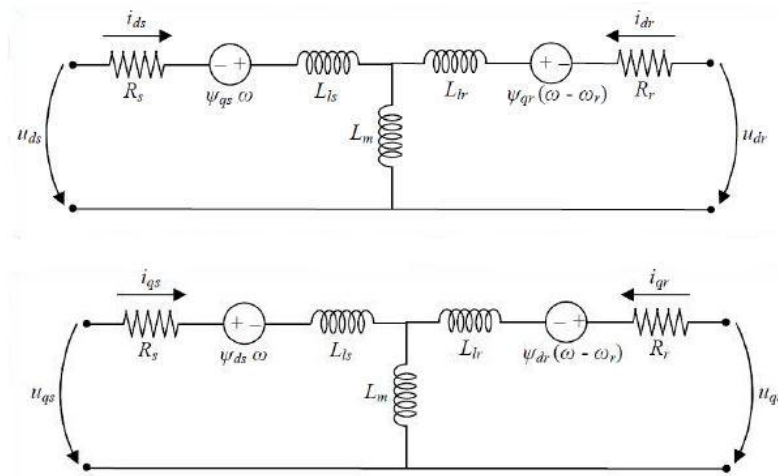


Figura 3.5: Circuito equivalente do modelo dinâmico relativo às tensões de eixo direto (em cima) e de quadratura (em baixo) [28]

Deste esquema podem-se retirar as seguintes equações:

$$\begin{cases} v_{ds} = -R_s i_{ds} - \omega_s \varphi_{qs} + \frac{d}{dt} \varphi_{ds} \\ v_{qs} = -R_s i_{qs} - \omega_s \varphi_{ds} + \frac{d}{dt} \varphi_{qs} \end{cases} \quad (3.8)$$

$$\begin{cases} v'_{dr} = -R'_r i'_{dr} + \frac{d}{dt} \varphi'_{dr} - (\omega_s - \omega_{qr}) \\ v'_{qr} = -R'_r i'_{qr} + \frac{d}{dt} \varphi'_{qr} - (\omega_s - \omega_{dr}) \end{cases} \quad (3.9)$$

Nestas expressões o fluxo é dado por:

$$\begin{cases} \varphi_{ds} = -L_{ss} i_{ds} + L_m i'_{dr} \\ \varphi_{qs} = -L_{rr} i_{qs} + L_m i'_{qr} \end{cases} \quad (3.10)$$

$$\begin{cases} \varphi_{dr} = -L_{sr} i_{dr} + L_m i'_{ds} \\ \varphi_{qr} = -L_{rs} i_{qr} + L_m i'_{qs} \end{cases} \quad (3.11)$$

As indutâncias próprias são dadas por:

$$L_{ss} = L_s + L_m$$

$$L'_{rr} = L'_r + L_m$$

A partir destas expressões, são deduzidas três conjuntos de equações na forma adequada à implementação de um modelo *Simulink*, eliminando os fluxos e resolvendo as equações diferenciais em ordem ao tempo.

Normalmente é feita uma simplificação neste tipo de estudos, que consiste em reduzir o sistema de 4ª ordem para um de 2ª ordem, desprezando o efeito dos transitórios do estator. Por outro

lado, é também habitual utilizar o conceito de deslizamento s em vez do desvio de velocidade angulares entre a velocidade síncrona e a da velocidade do rotor máquina.

Todas as expressões referidas até ao momento apresentam o tempo representado em radianos, pois as velocidade angulares estão referidas em p.u. Para o tempo ficar em segundos é necessário multiplicar todas as expressões das derivadas temporais por $2\pi f_{base}$, ou seja, pela velocidade angular nominal das tensões aplicadas ao estator. Para tal, considera-se que o produto $2\pi f_{base}$ pela velocidade angular em p.u. é igual a $2\pi f_s$, onde f_{base} e f_s (Hz) são a frequência real e nominal do sistema de tensões que alimentam o estator.

Assim, partindo das expressões anteriores e eliminando os fluxos, as tensões induzidas são obtidas através de:

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} e_d = -\frac{1}{T_0} [e_d - (X - X') \times i_{qs}] + s \times 2\pi f_s \times e_q - 2\pi f_s \times \frac{L_m}{L_{rr}} \times v'_{qr} \\ \frac{d}{dt} e_q = -\frac{1}{T_0} [e_q - (X - X') \times i_{ds}] + s \times 2\pi f_s \times e_d - 2\pi f_s \times \frac{L_m}{L_{rr}} \times v'_{dr} \end{cases} \quad (3.12)$$

Os fluxos são eliminados utilizando as seguintes expressões:

$$\begin{aligned} e_d &= -\frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} \phi'_{qr} \\ e_q &= -\frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} \phi'_{dr} \end{aligned} \quad (3.13)$$

As correntes do estator são calculadas com recurso às seguintes expressões:

$$\begin{cases} i_{ds} = \frac{1}{R_s^2 + X^2} \times [(e_d - v_{ds}) \times R_s + (e_q - v_{qs}) \times X'] \\ i_{qs} = \frac{1}{R_s^2 + X^2} \times [(e_q - v_{qs}) \times R_s + (e_d - v_{ds}) \times X'] \end{cases} \quad (3.14)$$

Em que as correntes no rotor serão:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t} i'_{dr} = (2\pi f_{base}) \times \frac{1}{L'_{rr} \times \sigma} \times [v'_{dr} - R'_r \times i'_{dr} + s \times \omega_s \times (L'_{rr} \times i'_{qr} - L_m \times i_{qs})] \\ \frac{\partial}{\partial t} i'_{qr} = (2\pi f_{base}) \times \frac{1}{L'_{rr} \times \sigma} \times [v'_{qr} - R'_r \times i'_{qr} + s \times \omega_s \times (L'_{rr} \times i'_{dr} - L_m \times i_{ds})] \end{cases} \quad (3.15)$$

Nas expressões apresentadas até agora, surge os parâmetros T_0 (constante de tempo transitória), X (reactância em circuito aberto), X' (reactância transitória em curto-circuito) e σ que são dados por:

$$\begin{aligned} T_0 &= \frac{L'_{rr}}{2\pi f_{base} \times R'_r} \\ X &= \omega_s L_{ss} \\ X' &= \omega_s \left(L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right) \\ \sigma &= 1 - \frac{L_m^2}{L'_{rr} \times L_{ss}} \end{aligned} \quad (3.16)$$

Desta forma, a componente elétrica do modelo fica completamente definida, faltando apenas fazer a representação da componente mecânica, em que essa componente é simplesmente dada

por:

$$\begin{cases} T_e = e_d \times i_{ds} + e_q \times i_{qs} \\ \frac{\partial \omega_r}{\partial t} = \frac{1}{2H} \times [T_m - T_e - (D \times \omega_r)] \end{cases} \quad (3.17)$$

Os parâmetros descritos em 3.17 são definidos como:

ω_r - Velocidade angular do rotor

T_e - Binário eletromagnético

T_m - Binário mecânico no veio

H - Constante de inércia do rotor combinado com a carga

D - Coeficiente de atrito do rotor combinado com a carga

Para este modelo ser corretamente implementado, é necessário recorrer à transformação das tensões de abc-dq, necessária para realizar a ligação entre o modelo e o *SimPowerSystem* que opera em trifásico. Essa operação é feita recorrendo à seguinte operação:

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -2\cos\theta & -\cos\theta - \sqrt{3}\sin\theta \\ 2\sin\theta & \sin\theta - \sqrt{3}\cos\theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{abs} \\ V_{bcs} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Nas equações anteriores, θ representa a posição angular da referência do sistema de eixos dq, neste caso fixo no campo girante do estator.

Como se admite que os enrolamentos se encontram em estrela, não existe componente homopolar das tensões, portanto apenas serão usadas três tensões simples mas apenas duas componentes para o cálculo das componente dq.

De maneira semelhante temos um processo semelhante para as transformada dq-abc das correntes, que é conseguida recorrendo à seguinte expressão:

$$\begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos\theta & \sin\theta \\ \frac{-\sqrt{3}\sin\theta + \cos\theta}{2} & \frac{-\sqrt{3}\sin\theta - \cos\theta}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

No *SimPowerSystem* o bloco responsável pelas operações presentes em 3.18 e 3.19 é o bloco da transformada dq0. Em alguma bibliografia [29] os valores da expressão 3.18 V_{ds} e V_{qs} e na expressão 3.19 os valores de i_{as} e i_{bs} vêm igualmente trocados. Para que as expressões sejam equivalentes é necessário multiplicar a primeira linha da matriz por -1 [25, 4].

Para a modelização de uma máquina síncrona de rotor bobinado e alimentado exteriormente (DFIM - *Doulby-Fed Induction Machine*), é necessário recorrer a um controlador que será definido na secção a seguir.

3.3.2 Controlador DFIM

As máquinas assíncronas podem ter as configurações de rotor bobinado ou em gaiola. Caso o rotor seja bobinado, este pode ser ligado em CC ou a qualquer tipo de circuito externo com o fim de melhorar as suas características de funcionamento.

Assim, neste caso específico, o rotor do gerador assíncrono é ligado a um controlador que tem como objetivo melhorar a sua eficiência, a capacidade de controlo de tensão, do fator potência e ainda um melhor aproveitamento da potência mecânica transferida da turbina para o gerador.

Esse controlador, que na verdade pode ser definido como um conversor AC-DC-AC é dividido em duas componentes: o conversor do lado do rotor C_{rotor} e o controlador do lado da rede C_{rede} . Tanto o C_{rotor} como o C_{rede} são na realidade implementados por dispositivos de eletrónica de potência de comutação forçada (IGBTs)

Usualmente o controlador utilizado tem dois conversores, conhecidos como C1 (C_{rotor}) e C2 (C_{rede}) que cada um deles representa um dispositivo de eletrónica de potência.

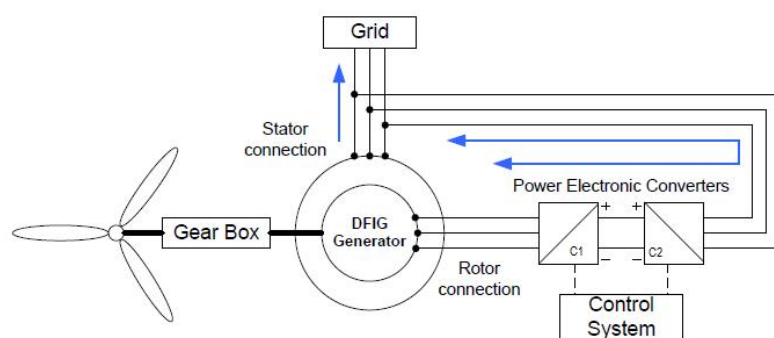


Figura 3.6: Configuração típica de uma turbina eólica DFIM [29]

3.3.2.1 Controlador do lado do rotor

O controlador do lado da rede tem como função controlar a saída de potência ativa e a tensão (ou potência reativa) medida nos terminais do aerogerador.

A potência ativa é controlada seguindo uma característica pré-definida que pode ser vista na figura 3.7. Pela curva ABCD, percebe-se a variação da potência mecânica produzida em variação da velocidade do vento.

Analisando a figura 3.7, vê-se que esta possui variados comportamentos, dependendo da velocidade do vento. A velocidade inferiores que A (Este valor pode variar dependendo da curva característica) a saída de potência mecânica é nula, pois do ponto de vista económico não se torna interessante a produção de energia. Dentro das velocidade entre A e B, e B e C, a potência mecânica produzida cresce de acordo com os trechos correspondentes. O ponto B como marca o início da produção é conhecido como *cut-in speed*. A partir do ponto C a produção passa a ser constante mantendo-se a produção mecânica no seu máximo. Caso a velocidade continue a aumentar os aerogeradores possuem dispositivos de proteção que retiram automaticamente a máquina de serviço. Esse ponto é conhecido como *cut-out speed*.

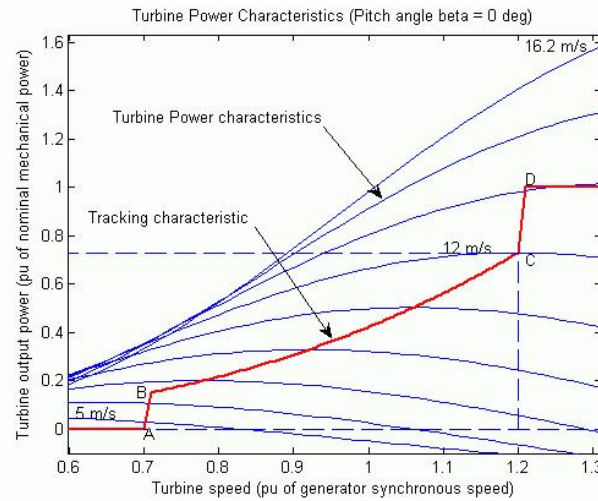


Figura 3.7: Curva característica da turbina que relaciona a produção mecânica com a velocidade do vento [25]

A malha de controle é descrita pela figura 3.8.

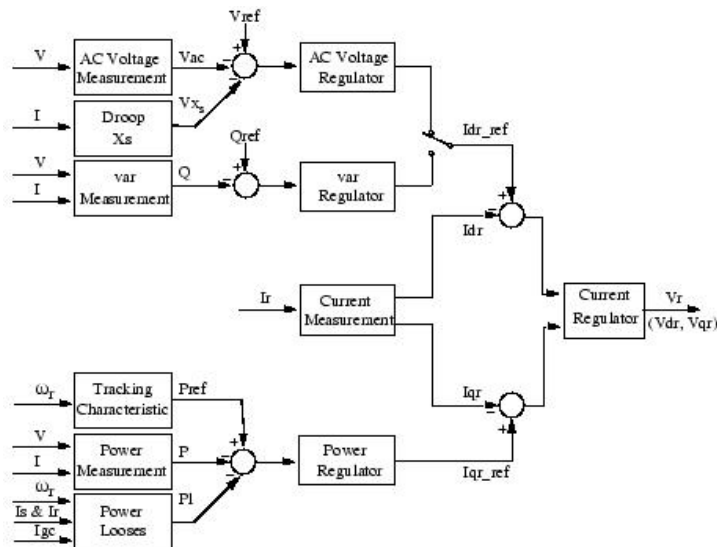


Figura 3.8: Sistema de controle do conversor do lado do rotor

A potência elétrica é medida aos terminais do gerador com a rede, mais propriamente no ponto de conexão do aerogerador com a rede. O bloco *Power Regulator* é utilizado para tornar o erro nulo. À saída do bloco *AC Voltage Regulator* é definida o valor de referência para a corrente do rotor i_{dr_ref} . O valor real da corrente do rotor i_{qr} , é medido e comparado com o respectivo valor de referência. A diferença obtida é reduzida a zero através da atuação do bloco *Current Regulator* sendo que à sua saída será obtido o valor da tensão v_r , sendo esta a tensão gerada pelo conversor do lado do rotor. A troca da potência reativa realizada entre o conversor e a rede é efetuado

pelo gerador, sendo que no processo de troca o gerador absorve uma percentagem dessa potência para alimentar quer as indutâncias mútuas quer as indutâncias de fuga. O excesso verificado da potência reativa é enviado para a rede elétrica ou para o conversor. Enquanto a corrente reativa se mantiver dentro dos limites $(-i_{max}, i_{max})$ impostos pelo conversor a tensão é regulada pela tensão de referência.

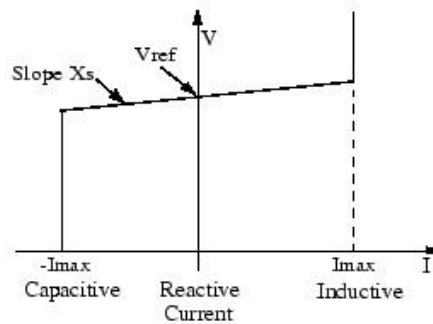


Figura 3.9: Característica V - I da turbina [25]

3.3.2.2 Controlador do lado da rede

O conversor C_{rede} é usado para regular a tensão no barramento DC de forma a garantir que seja constante. Este modelo ainda permite que o uso do conversor C_{rede} absorva ou gere potência reativa.

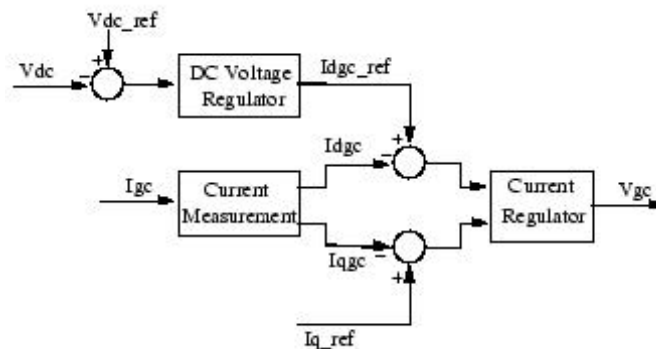


Figura 3.10: Sistema de controlo do conversor do lado da rede [25]

O modelo é apresentado na figura 3.10 e consiste em:

- Medir as componentes direta (d) e de quadratura (q) da sequência positiva AC a serem controladas assim como a tensão V_{dc}

- Uma malha exterior consistindo um regulador de tensão contínua. A saída do bloco *DC Voltage Regulator* é a referência da corrente i_{dgc_ref} para a corrente do regulador (i_{dgc} é igual à corrente na fase com voltagem da rede que controla o trânsito de potência ativo)
- Uma malha interior consistindo um regulador de corrente. O regulador de corrente controla a magnitude e a fase da tensão gerada pelo conversor C_{rede} (V_{gc}) da corrente i_{dgc_ref} produzido pelo bloco *DC Voltage Regulator* e especificado pela referência i_{q_ref} . A regulação de corrente é assistida por uma previsão da tensão de saída do conversor C_{rede} .

A dimensão da corrente de referência do conversor do lado da rede I_{gc_ref} é igual a $\sqrt{(i_{dgc_ref})^2 + (i_{q_ref})^2}$. O valor máximo da corrente é limitada por um valor definido pelo conversor. Quando i_{dq_ref} e i_{q_ref} são tais que a magnitude é maior que o valor máximo, a componente i_{q_ref} é reduzida em ordem de trazer de volta a magnitude para o seu valor máximo.

3.4 Modelo Genérico do Gerador eólico simplificado

3.4.1 Introdução

Esta secção detalha o modelo simplificado para simulação do comportamento dinâmico de aerogeradores desenvolvido. Este modelo foi inicialmente desenvolvido para utilização do software *PSS / E* como injetor de corrente. Na secção 4 será explicada a estratégia utilizada para que o modelo proposto fosse aceite pelo *Matlab/Simulink*.

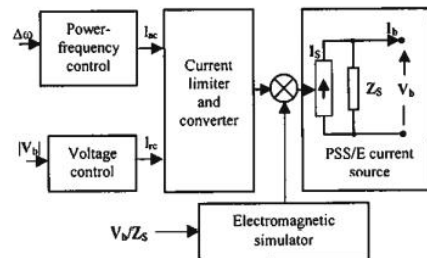


Figura 3.11: Diagrama de blocos do modelo genérico do aerogerador simplificado [20]

O modelo dinâmico proposto neste documento inclui uma representação simplificada de um mecanismo que permite a sua participação na regulação primária de frequência e tal como acontece no modelo apresentado em 3.5, este modelo também permite a regulação de tensão, bem como a representação dos limites de injeção de corrente por parte dos geradores respetivo comportamento em situação de sobrevivência a cavas de tensão.

Este modelo, foi desenvolvido a partir de uma solução proposta pelos trabalhos apresentados em [20, 30, 21].

Do ponto de vista de integração do modelo apresentado, e para efeitos de realização de estudos, o aerogerador é representado como uma carga negativa, especificando-se tanto em potência ativa como reativa produzida (A convenção utilizada será a de $P < 0$ e $Q < 0$). De forma a

mudar a convenção e facilitar a leitura de resultados, inverteu-se o sentido dos blocos de leitura do *MATLAB/Simulink*. Este pormenor será explicado com mais detalhe no capítulo 4.

Nas secções seguinte, procurar-se-á, fornecer uma explicação da forma como este modelo funciona apresentando os diagramas de blocos das partes constituintes. Assim, o modelo proposto sugere as correntes do eixo direto i_d e quadratura i_q a introduzir na rede.

3.4.2 Regulação da corrente do eixo direto

De uma forma genérica a regulação de corrente do eixo direto é realizada como se descreve o diagrama de blocos presente na figura 3.12. A entrada do bloco P_0 é obtida a partir do modelo em regime permanente (Este valor pode ser obtido utilizando se inicializarmos o modelo descrito em 3.5 retirando o valor da sua produção de potência ativa) e assim obtém-se a corrente de eixo direto em regime permanente i_{dp} , sendo ela uma relação entre a potência e a tensão aos terminais do gerador V .

Outra entrada do diagrama de blocos da figura 3.12, refere-se à regulação primária de frequência. A entrada $\Delta\omega$ será a diferença entre a frequência angular síncrona e a frequência angular da rede, que neste caso será lida no barramento de potência infinita. Isso pode ser justificado recorrendo à seguinte demonstração:

Sendo ω_{Rede} a frequência angular da rede:

$$\begin{aligned}\omega_{Rede} &= \frac{\sum \omega_i M_i}{M_T} \\ M_T &= \sum M_i\end{aligned}\quad (3.20)$$

Relembre-se que de acordo com o que já foi dito, devido ao desacoplamento entre a frequência angular da rede e a frequência angular dos aerogeradores, estes não têm influência na inércia da rede. Desenvolvendo para um sistema composto por uma máquina síncrona e o barramento de potência infinita:

$$\begin{aligned}\omega_{Rede} &= \frac{\omega_1 M_1 + \omega_\infty M_\infty}{M_T} \\ M_T &= M_1 + M_\infty\end{aligned}\quad (3.21)$$

Como $M_\infty \gg M_1$, ficámos com:

$$\omega_{Rede} = \frac{\omega_\infty M_\infty}{M_\infty} \approx \omega_\infty \quad (3.22)$$

Daqui se conclui que a frequência angular da rede pode ser aproximada com a frequência angular do barramento de potência infinita.

Esta secção do diagrama de blocos pretende simular o comportamento do aerogerador quando este é solicitado a participar no serviço de regulação primária de frequência e a sua saída $i_{d\Delta p}$ será a variação de potência ativa à saída do aerogerador.

Após a soma de i_{dp} com $i_{d\Delta p}$, caso a tensão caia abaixo do valor V_1 , torna-se necessário ajustar a corrente do eixo direto segundo a função descrita pelo polígono $\{(V_2, A_2), (V_1, A_1)\}$.

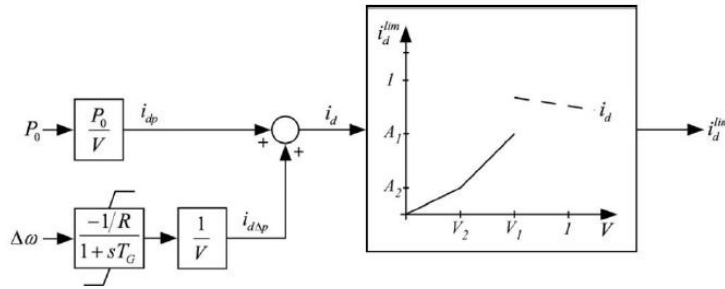


Figura 3.12: Diagrama de blocos da regulação da corrente do eixo direto [30]

Caso $V > V_1$:

$$i_d^{lim'} = i_d$$

Caso $V < V_1$:

$i_d^{lim'}$ é ajustado consoante a função definida pelo polígono $\{(V_2, A_2), (V_1, A_1)\}$.

3.4.3 Regulação da corrente do eixo em quadratura

Tal como a regulação de corrente do eixo direto, a regulação da corrente do eixo de quadratura i_q pode ser demonstrada pelo diagrama de blocos da figura 3.13. A partir do modelo em regime permanente (inicialização da rede através do trânsito de potência), é possível obter a corrente de eixo de quadratura em regime permanente i_{qv} em função da potência reativa injetada Q_0 e da tensão nominal do aerogerador V .

A outra secção do diagrama de blocos em causa, refere-se à capacidade do aerogerador de regular a tensão. A saída desse bloco será a variação de potência reativa à saída do aerogerador, que em função da respetiva tensão terminal é transformada numa variação da corrente do eixo de quadratura $i_{q\Delta v}$.

Caso a tensão aos terminais do aerogerador cai abaixo de V_1 , torna-se necessário ajustar a corrente do eixo de quadratura através da função representada pelo polígono $\{(V_2, R_2), (V_1, R_1)\}$.

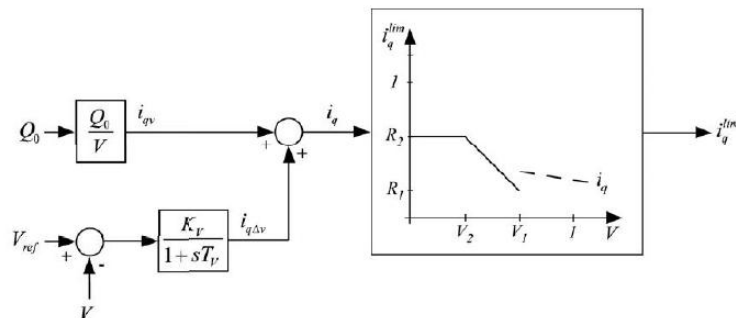


Figura 3.13: Diagrama de blocos da regulação da corrente do eixo de quadratura [30]

Caso $V > V_1$:

$$i_q^{lim'} = i_q$$

Caso $V < V_1$:

$i_q^{lim'}$ é ajustado consoante a função definida pelo polígono $\{(V_2, R_2), (V_1, R_1)\}$.

3.4.4 Limites de corrente a injetar

Os diagramas de blocos responsáveis pela limitação de corrente a injetar pelo aerogerador são representador nas figuras 3.14 e 3.15. O bloco dos limites de corrente garante que o valor absoluto da corrente, composta pela corrente no eixo direto e em quadratura, não ultrapassa um limite superior i_{max} . A saída do mecanismo de limitação da corrente injetada é atualizada em função do valor da tensão existente nos terminais do aerogerador. Caso a tensão seja superior a V_1 , a proporção entre i_d e i_q é mantida. Caso contrário, mantêm-se a corrente no eixo em quadratura, reduzindo a corrente no eixo direto. Deste modo, consegue-se que o gerador no eixo em quadratura, reduzindo a corrente no eixo direto. Assim garante-se que o gerador injete corrente reativa em condições de tensão terminal reduzida.

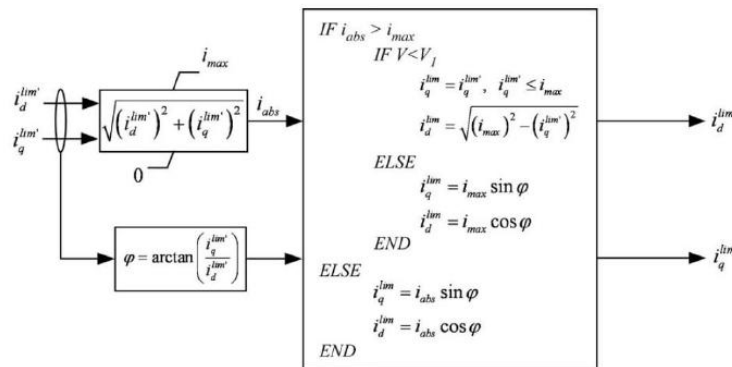


Figura 3.14: Diagrama de blocos do mecanismo de limitação da corrente injetada [30]

Na figura 3.15, pode-se ver o diagrama de blocos do conversor eletrónico do aerogerador que transforma as correntes em parte real e parte imaginária. Para além desta pequena transformação, o bloco ainda possui duas funções transferência que representam respetivamente, a constante de tempo de resposta da corrente sobre o eixo direto e sobre o eixo de quadratura, permitindo obter a corrente a injetar pelo modelo.

Por fim, para o modelo ficar completamente caracterizado, é necessário definir os limites da cava de tensão que o modelo do aerogerador pode suportar, onde V_{MN} é a tensão mínima e V_M a tensão máxima admissível e T_M é o intervalo de tempo durante o qual o aerogerador suporta a tensão mínima. Em caso de o aerogerador não consiga cumprir a curva da cava de tensão (figura 3.16) este é automaticamente colocado fora de serviço.

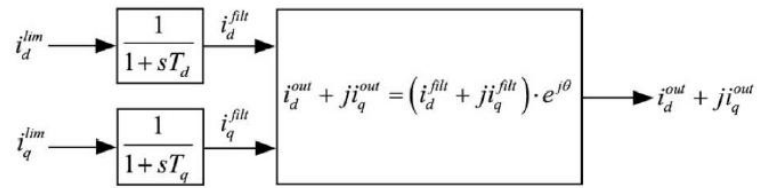


Figura 3.15: Diagrama de blocos do conversor eletrônico [30]

Mediante parametrização adequada do polígono $\{(V_2, R_2), (V_1, R_1)\}$ e da curva referente à cava de tensão esquematizada na Figura 3.16, é possível adequar a característica de resposta do modelo ao que é imposto pelo regulamento da rede de transporte em vigor. Adicionalmente, a parametrização adequada das constantes de tempo T_d e T_q permite definir os tempos de resposta à injeção de corrente na sequência de uma cava de tensão.

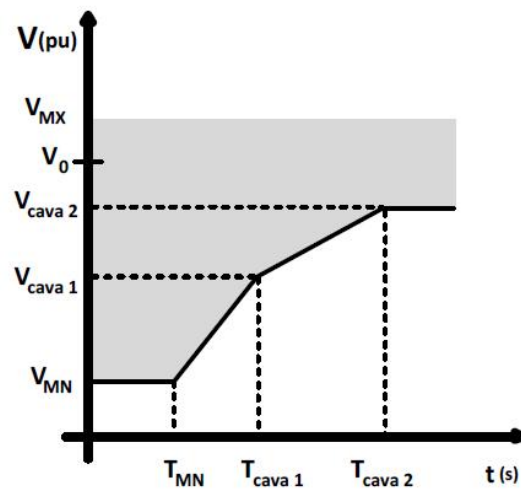


Figura 3.16: Limites da cava de tensão do modelo do aerogerador [30]

Capítulo 4

Implementação dos Modelos

4.1 Introdução

No capítulo anterior, foram apresentados os modelos dinâmicos incluídos na plataforma de simulação, agora pretende-se explicar como foram implementados na plataforma *MATLAB/Simulink*.

Neste capítulo não se dará tanta importância aos aspetos teóricos, mas sim aos aspetos da própria implementação.

4.2 Gerador Síncrono

4.2.1 Produção Convencional

O modelo utilizado, é o presente no *SimPowerSystems* como *Synchronous Machine pu Fundamental* para uma máquina síncrona. Os parâmetros introduzidos podem ser vistos na figura 4.1.

The image shows a screenshot of the Simulink parameter configuration window for a synchronous generator model. The window has three tabs: 'Configuration', 'Parameters', and 'Advanced'. The 'Parameters' tab is selected. The parameters are organized into several sections:

- Nominal power, line-to-line voltage, frequency [Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz)]:** [150e6 13.8e3 50]
- Reactances [Xd Xd' Xd'' Xq Xq' Xq'' Xl] (pu):** [1.65, 0.25, 0.2, 1.59, 0.46, 0.2, 0.14]
- d axis time constants:** Short-circuit
- q axis time constants:** Open-circuit
- Time constants [Td' Td'' Tqo' Tqo''] (s):** [1.3201, 0.023, 1.0, 0.07]
- Stator resistance Rs (pu):** 0.0045
- Inertia coefficient, friction factor, pole pairs [H(s) F(pu) p()]:** [0.8788 0.01 1]
- Initial conditions [dw(%) th(deg) ia,ib,ic(pu) pha,phb,phc(deg) Vf(pu)]:** [0 -120.067 0.00256993 0.00256993 0.00256993 -120.066 -240.066 -0.0663631 1.00424]
- Simulate saturation

Figura 4.1: Parâmetros usados no gerador síncrono na produção convencional

- *Rotor type* - Permite definir o tipo de rotor (Cilíndrico ou de polos salientes)

- *Nominal* - Potência aparente total (VA), tensão eficaz composta (V) e frequência (HZ)
- *Reactances* - Reactância do eixo d: síncrona X_d , transitória X'_d e sub transitória X''_d . Reactâncias do eixo q: síncrona X_q , transitória X'_q (só para rotor cilíndrico) e sub transitória X''_q . Reactância de fugas X_l
- *d-axis time constants, q-axis time constants (s)* - Permite definir o tipo de constantes de tempo que se pretende fornecer para cada eixo: em circuito-aberto ou em curto-circuito.
- *Time constants* - Constantes de tempo nos eixos d e q (em segundos). Estes valores têm de ser consistentes com as escolhas feitas anteriormente: constante de tempo transitória no eixo d em circuito aberto T'_{d0} ou em curto circuito T'_d , constante de tempo sub transitória no eixo d em circuito aberto T''_{d0} ou em curto circuito T''_d , constante de tempo transitória do eixo q em circuito aberto T'_{q0} ou em circuito aberto T'_q (apenas se rotor cilíndrico), constante de tempo sub transitória no eixo q em circuito aberto T''_{q0} ou em curto circuito T''_q
- *Stator resistance* - Resistência dos enrolamentos do estator R_s
- *Mechanical* - Coeficiente de inércia $H(s)$, coeficiente de atrito $F(p.u.)$, coeficiente de amortecimento $D(N.m.s/rad)$, número de pares de polos p
- *Inicial conditions* - Desvio de velocidade inicial $\Delta\omega(\%$ da velocidade nominal), ângulo elétrico do rotor θ_e (graus), amplitudes iniciais das correntes de linha i_a, i_b, i_c , ângulos das fases ph_a, ph_b, ph_c (graus) e a tensão inicial aplicada ao enrolamento de campo V_f .
- *Simulation saturation* - Define se a saturação do núcleo do rotor e do estator deve ser simulada.

Quanto à sua implementação, é bastante simples, pois basta apenas ligar à suas entradas de potência mecânica e tensão/excitação um bloco de valor constante, tal como na figura 4.2

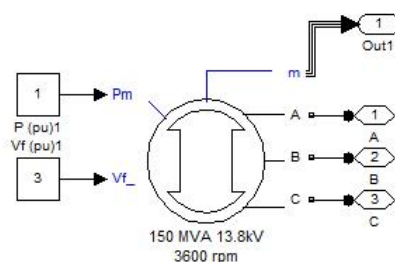


Figura 4.2: Implementação do modelo da máquina síncrona para a produção convencional

A entrada P_m , representa a potência mecânica fornecida à máquina. Se a máquina estiver a trabalhar como gerador, esta entrada será positiva. Caso contrário o modelo se comportará como um motor.

Relativamente à entrada V_f representa a tensão eletromotriz.

Os valores escolhidos para os blocos P_m e V_f , foram escolhidos recorrendo ao método *Trial and error* (tentativa e erro), em que se conseguiu uma produção elétrica de 1 p.u. e uma tensão de aproximadamente 1 p.u. igualmente (base da máquina).

4.2.2 Barramento de potência e inércia elevada

A implementação deste barramento é um pouco mais complexa do que o modelo utilizado para a produção convencional. Tal como anteriormente, para o modelo de uma máquina síncrona pode-se utilizar igualmente o modelo presente na biblioteca *SimPowerSistem*. As diferenças na implementação residem no facto de agora ser necessário incluir os modelos dos reguladores de velocidade e de tensão.

Quanto à máquina em si, teve-se o cuidado de colocar uma constante de inércia alta (H) assim como uma potência nominal (P_n) elevada. Os parâmetros usados no modelos podem ser visualizados na figura 4.3.

Configuration	Parameters	Advanced
Nominal power, line-to-line voltage, frequency [Pn(VA) Vn(Vrms) fn(Hz)]:		
[5e9 220e3 50]		
Reactances [Xd Xd' Xd'' Xq Xq' Xq'' Xl] (pu):		
[2.04, 0.266, 0.193, 0.196, 0.262, 0.193, 0.15]		
d axis time constants: Short-circuit		
q axis time constants: Open-circuit		
Time constants [Td' Td'' Tqo' Tqo''] (s):		
[4.3, 0.032, 0.9, 0.144]		
Stator resistance Rs (pu):		
0		
Inertia coefficient, friction factor, pole pairs [H(s) F(pu) p()]:		
[10 0.03 20]		
Initial conditions [dv(%) th(deg) ia,ib,ic(pu) pha,phb,phc(deg) Vf(pu)]:		
[0 -120.067 0.00256993 0.00256993 0.00256993 -120.066 -240.066 -0.0663631 1.00424]		
<input type="checkbox"/> Simulate saturation		

Figura 4.3: Parâmetros usados no gerador síncrono para o barramento de potência infinita

Na figura 4.4, pode ser visualizado o mesmo modelo de uma máquina síncrona da apresentada na figura 4.2. A novidade relativamente ao modelo usado na produção síncrona é que agora, tal como já foi dito, teve-se que adicionar um regulador de tensão/excitação e um regulador de velocidade de forma a este barramento ser capaz de manter tanto o sincronismo como a capacidade de ajustar a sua produção.

No modelo apresentado o bloco *Regulador de potência* possui duas entradas, a primeira refere-se à velocidade angular da própria máquina síncrona enquanto que a segunda entrada diz respeito à velocidade angular síncrona, por essa razão essa entrada será feita utilizando um bloco com a saída constante igual a 1 p.u (base da máquina).

Quanto ao modelo do regulado de tensão/excitação basta referir que este tem que possuir uma entrada de leitura da tensão. Essa entrada é a leitura direta da tensão dos enrolamentos do estator no eixo de quadratura V_q .

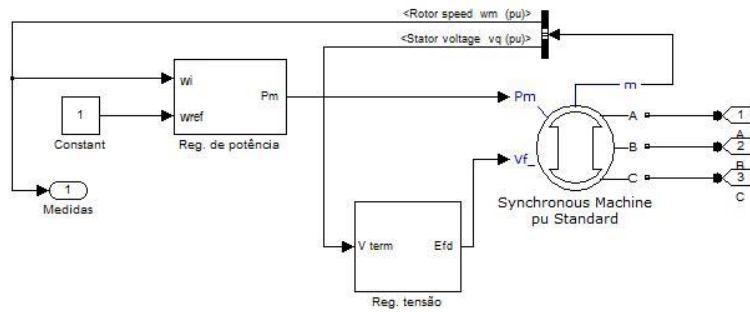


Figura 4.4: Implementação do modelo da máquina síncrona para a simulação de um barramento de potência infinita

4.2.2.1 Regulador de tensão/excitação

Na figura 4.5, pode ser visualizado o modelo implementado para o regulador de tensão excitação.

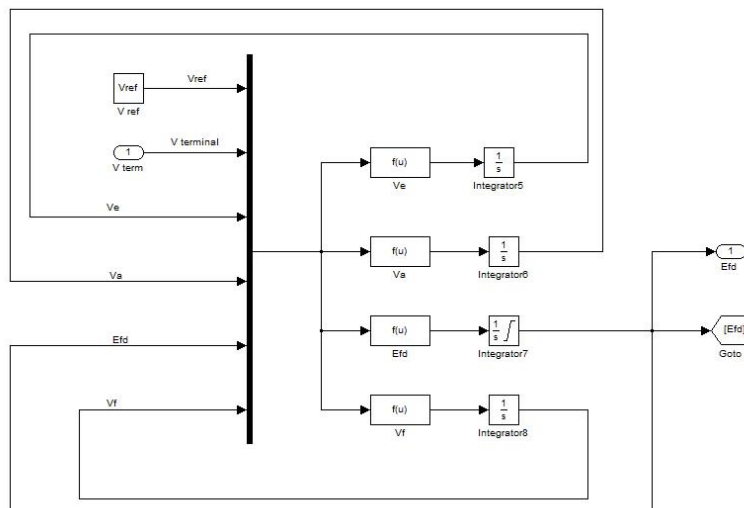


Figura 4.5: Implementação do regulador de tensão/excitação

Tal como foi referido em 3.2.2, o modelo implementado é o *IEEE type 1*. Pode-se ver como entradas duas tensões denominadas como V_{ref} e V_{term} . A primeira entrada será o valor que o utilizador definir para a tensão que o regulador procurará satisfazer. Neste caso o valor foi de 1 p.u.

A segunda entrada é a entrada V_{term} , que pode ser vista na figura 4.5. Este valor refere-se à tensão medida nos terminais do aerogerador em que o regulador atuará até que esta tensão seja igual à tensão de referência.

O restante modelo é a representação do modelo de regulação de tensão/excitação descrito em 3.2.2.

4.2.2.2 Regulador de Velocidade

Na figura 4.6, pode ser visualizado o modelo implementado para o regulador de tensão excitação.

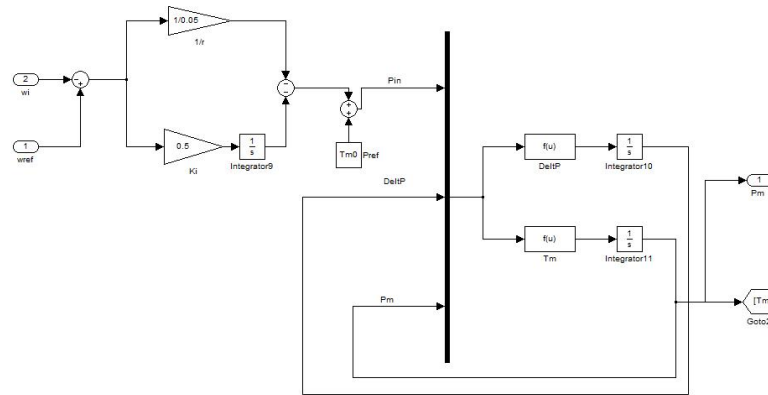


Figura 4.6: Implementação do regulador de velocidade

Como pode ser visto na figura em cima, o diagrama começa por calcular o desvio frequência angular $\Delta\omega$, em que o regulador usando um controlador PI procurará ajustar a potência produzida de forma a que o desvio angular $\Delta\omega$ seja nulo.

4.3 Produção eólica

4.3.1 Modelo DFIG

Atualmente, devido ao desempenho superior dos geradores de indução duplamente alimentados (*Doubly Fed Induction Generator*) relativamente às restantes soluções, estes têm merecido maior atenção por parte dos investidores.

Este modelo, não é mais do que uma máquina assíncrona de rotor bobinado na qual os enrolamentos do estator e do rotor se encontram interligados por um conversor/controlador baseado em eletrónica de potência. O diagrama de blocos do modelo proposto pode ser visto na figura 4.10

A biblioteca *SimPowerSystem* possui entre os modelos disponíveis, uma solução do gerador necessário com o nome *Wind Turbine Doubly Fed Generator*. O modelo utilizado foi parametrizado como representado nas figuras 4.7 e 4.8 para o gerador e turbina respetivamente, e a sua implementação em *MATLAB/Simulink* pode ser observada na figura 4.10.

Nom. power, L-L volt. and freq. [Pn(VA), Vn(Vrms), fn(Hz)]:	[75e6 660 50]
Stator [Rs,Lls] (pu):	[0.0063 0.1263]
Rotor [Rr',Llr'] (pu):	[0.0297 0.1463]
Magnetizing inductance Lm (pu):	3.8258
Inertia constant, friction factor, and pairs of poles [H(s) F(pu) p]:	[4.46 0.01 3]
Initial conditions [s() th(deg) Is(pu) ph_Is(deg) Ir(pu) ph_Ir(deg)]:	[0.2 0 0 0 0 0]

Figura 4.7: Parâmetros usados para o gerador do modelo DFIG

- *Nom. power, L-L volt. and freq. [Pn(VA), Vn(Vrms), fn(Hz)]*: Potência nominal (VA), Tensão nominal Fase-fase e e frequência nominal do sistema;
- *Stator [Rs,Lls] (pu)*: Resistência (Rs) e reactâncias de fugas (Xls) do estator;
- *Rotor [Rr',Llr'] (pu)*: Resistência (Rr) e reactâncias de fugas (XIs) do estator;
- *Magnetization inductance Lm(pu)*: Indutância magnetizante (Lm);
- *Inertia constant, friction factor, and pair of poles [H(s) F(pu) p]*: Constante de inércia (H), coeficiente de atrito (F) e números de pares de polos;
- *Initial conditions [s() th(deg) Is(pu) ph_Is(deg) Ir(pu) ph_Ir(deg)]*: Valor inicial do deslizamento (s), ângulo elétrico (th), magnitude da corrente fasorial do estator e do respectivo ângulo (Is, ph_Is) e da magnitude da corrente fasorial do rotor e respectivo ângulo (Ir, ph_Is).

Nominal wind turbine mechanical output power (W):	75e6
Tracking characteristic speeds: [speed_A(pu) ... speed_D(pu)]	[0.7 0.71 1.2 1.21]
Power at point C (pu/mechanical power):	1
Wind speed at point C (m/s):	14
Pitch angle controller gain [Kp]:	500
Maximum pitch angle (deg):	45
Maximum rate of change of pitch angle (deg/s):	2

Figura 4.8: Parâmetros usados para a turbina do modelo DFIG

- *Nominal wind turbine mechanical output power (W)*: Potência nominal da turbina;
- *Tracking characteristics speeds: [speed_A(pu)...speed_D(pu)]*: Especifica a curva característica de vento/potência desde o ponto A ao ponto D;
- *Power at point C (pu/mechanical power)*: Valor da potência correspondente ao ponto C;
- *Wind speed at point C (m/s)*: Valor da velocidade do vento correspondente ao ponto C;
- *Pitch angle gain [Kp]*: Ganho do controlador de ângulo de pitch;
- *Maximum pitch angle (deg)*: Valor máximo estipulado para o ângulo de pitch;
- *Maximum rate of change of pitch angle (deg/s)*: Taxa máxima de variação do ângulo pitch.

Converter maximum power (pu):	0.5
Grid-side coupling inductor [L (pu) R (pu)]:	[0.15 0.15/100]
Coupling inductor initial current: [IL(pu) ph_IL(deg)]	[0 90]
Nominal DC bus voltage (V):	1500
DC bus capacitor (F):	0.04

Figura 4.9: Parâmetros usados para os conversores do modelo DFIG

- *Converter maximum power (pu)*:
- *Grid-side coupling inductor [L(pu), R(pu)]*:

- *Coupling inductor initial current* [$I_L(\text{pu})$ $ph_I_L(\text{deg})$]:
- *Nominal DC bus voltage* (V): Tensão nominal no barramento DC;
- *DC bus capacitor* (F): Valor da capacidade do condensador o barramento DC.

A implementação em ambiente *MATLAB/Simulink* pode ser observada na figura seguinte:

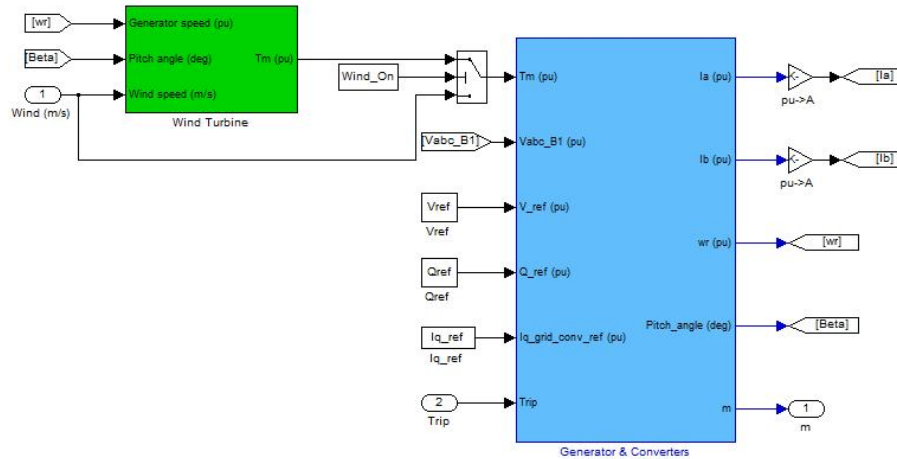


Figura 4.10: Implementação do modelo de produção eólica

Como pode ser visto na figura 4.10 o modelo do conversor eólico é constituído por duas partes distintas: o modelo da turbina e o modelo do gerador assíncrono. O primeiro é representado apenas pela sua característica, que traduz o efeito da velocidade do vento no binário disponível pelo gerador. O segundo modelo representa o gerador assíncrono que envolve uma maior complexidade.

4.3.2 Modelo genérico do aerogerador simplificado

A implementação do modelo do aerogerador simplificado apresenta alguns pormenores de implementação que devem ser levados em conta. Tal como foi referido em 3.4, o aerogerador é representado como uma carga negativa (a convenção de sinais assume $P < 0$ e $Q < 0$ como potência ativa e reativa respetivamente [20]). Este aspeto poderá levar a certos problemas de leitura de dados, pois a convenção não é dita "normal". De forma a ultrapassar este problema, optou-se por colocar o bloco de leitura com a polaridade invertida assumindo uma convenção de sinais $P > 0$ e $Q > 0$ como injeção de potência ativa e reativa respetivamente. Este pormenor pode ser visualizado na figura 4.11 no bloco *Three-Phase V-I Measurement*.

Outro pormenor que foi referido em 3.4, é o facto do modelo utilizado ser modelizado para o software *PSS/E*, logo representado como injetor de corrente pelo implica problemas na sua implementação direta na plataforma *MATLAB/Simulink*.

O modelo é representado em coordenadas dq pelo é necessário recorrer a técnicas especiais para que este entrave seja ultrapassado. Apesar da biblioteca *SimPowerSystem* possuir variadas

soluções para transformar coordenadas dq para abc e vice versa como estamos no domínio das correntes e não tensões o bloco *dq0 to abc transformation* não poderá ser aplicado. Por isso, após se obter a corrente a injetar na rede (em coordenadas dq) esta entra no bloco *Phasor ia ib stator* e a sua saída serão as corrente *ia* e *ib* (ver figura 4.12) que representam as correntes nas fases A e B respetivamente.

Sendo *ia*, *ib* e *ic* as correntes das fases A, B e C respetivamente e sabendo que o sistema de transporte não tem neutro (assumindo um sistema equilibrado):

$$ia + ib + ic = 0 \Leftrightarrow ic = -(ia + ib) \quad (4.1)$$

Desta forma se consegue obter as correntes das três fases. Do ponto de vista de implementação, este pormenor pode ser observado em 4.11.

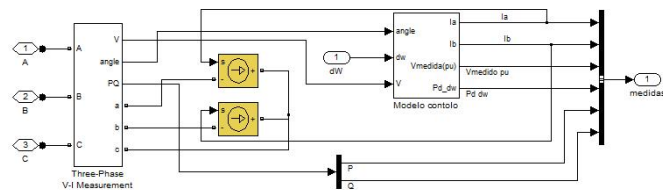


Figura 4.11: Implementação do modelo genérico do aerogerador simplificado

Quanto ao bloco *Modelo controle* figurado em 4.11, é responsável pelo modelo em si. Os blocos *Limitador de corrente eixo direto*, *Limitador de corrente do eixo de quadratura* e *Limitador de corrente injetada* são responsáveis pela regulação de corrente do eixo direto, de quadratura e de limitação da corrente injetada. Para implementar estas funções, os blocos usados permitem a introdução de linhas de código o que facilita bastante a implementação destas particularidades do modelo, pois quando à regulação de corrente do eixo direto e de quadratura basta definir as retas limitadoras (ver figura 3.12 e 3.13). A função a implementar para limitar a corrente injetada pode ser visto na figura 3.14.

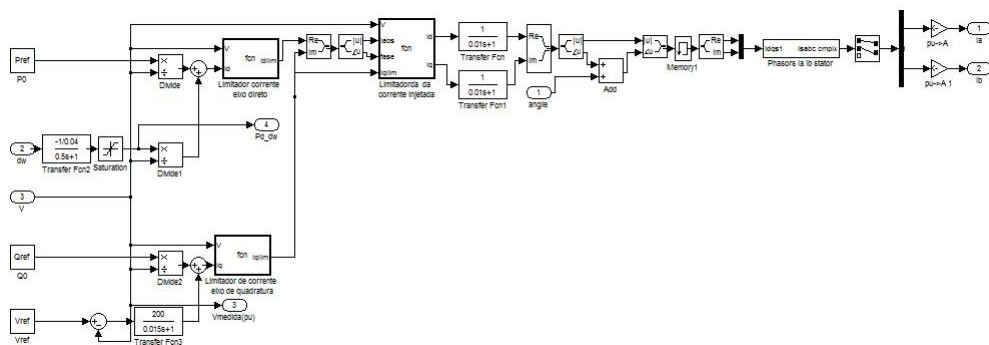


Figura 4.12: Implementação do controlo modelo do aerogerador simplificado

Como se sabe, para um funcionamento estável do sistema elétrico é necessário que a frequência se fixe num valor constante, que por outras palavras significa que o balanço energético entre a potência gerada e a potência consumida seja nulo (não considerando as perdas). Sendo assim, em caso de defeito se o sistema se encontrar em défice de produção relativamente à carga, os aerogeradores presentes na regulação primária de frequência terão que gerar uma produção adicional. Assim, é necessário garantir uma reserva que poderá entrar em serviço caso seja necessário. No modelo desenvolvido garantiu-se uma reserva de 10% da potência nominal.

Por fim, resta referir que este modelo apresenta uma grande flexibilidade, pois permite, através da manipulação dos parâmetros do diagrama de blocos obter respostas típicas para cada tipo de turbina eólica ou até mesmo fotovoltaica. De forma a simular máquina desejada recorreu-se ao método *Trial and errors* (tentativa e erro) variando os parâmetros até se obterem os resultados pretendidos.

4.4 Restantes Modelos

Quanto à explicação de como foram implementados dos restantes modelos, nomeadamente: transformadores, linhas de transmissão e disjuntores, esta pode ser consultada no anexo B

Capítulo 5

Plataforma de Simulação

5.1 Introdução

Neste capítulo procura-se explicar a abordagem adotada para, integrando os modelos descritos em 3 e a sua implementação explicada em 4, montar uma rede teste e definir vários cenários de forma a poder cumprir os objetivos referidos em 1.

Inicialmente, começa-se por descrever todos os pressupostos utilizados para a realização das simulações, passando por apresentar todos os cenários analisados assim como as condições iniciais de cada um.

A apresentação de resultados obtidos será feita no capítulo 6.

5.2 Pressupostos adotados

Até este ponto do trabalho, já foram referidos teoricamente todos os pressupostos mais relevantes deste trabalho. O primeiro deles é o facto de a tecnologia utilizada nas simulações da conversão de energia eólica pressupõe sobrevivência a cavas de tensão em caso de defeito, sendo que o segundo pressuposto é o facto de a rede assistir a uma súbita subida de potência consumida poderá desencadear processos que levam à instabilidade do sistema.

Assim será feita uma contextualização destes pressupostos do ponto de vista de simulação ao invés de uma análise apenas teórica.

5.2.1 Capacidade de sobrevivência a cavas de tensão

Em 2.2.1.1 é explicado teoricamente o comportamento dinâmico que um parque eólico tem que obrigatoriamente cumprir em caso de defeito. Portanto, em todas as simulações verificou-se se a tensão dos parques eólicos nunca fosse inferior aos valores do figura 2.5 para a curva definida pela REN.

Como se sabe, durante um defeito, os níveis de tensão descem consideravelmente e quanto menor for a resistência de CC e mais severo for o defeito (CC trifásico, fase-terra, etc...) este abaixamento de tensão é ainda mais severo. Por isso, de forma a realizar um estudo pessimista, o

CC simulado foi um trifásico simétrico franco em que os modelos utilizados para os aerogeradores pressupõem resistência a cavas de tensão.

5.2.2 Proteção de máximo e mínimo de frequência

Admite-se que todos os geradores com produção convencional possuem relés de mínimos e máximos de frequência, isto é, sempre que o sistema se encontra a sofrer de um defeito (eg. curto circuito) devido aos desequilíbrios entre a potência gerada e a potência exigida pela carga se a frequência ultrapassar certos limites, a máquina é automaticamente posta de serviço e desta forma se pode dizer que o sistema se torna instável. Caso as variações de frequência não ultrapassem esses limites, então afirma-se que o sistema continua estável com o ocorrer de certo defeito. Na Europa quem define os limites máximos e mínimos da frequência da rede em regime transitório é a **ENTSO-E** - *European Network of Transmission Systems Operators for Electricity*.

Assim a determinação do tempo crítico de reengate (Ver anexo A) é feita pelo método *Tentativa e erro* seguindo os seguintes passos:

1. Inicializar o sistema de modo às máquinas deixarem de ter transitórios iniciais (Escolheu-se 100 segundos como inicialização para todos os cenários);
2. Simular um CC trifásico simétrico para $t = 1s$;
3. Simular a abertura dos disjuntores para valores pequenos (Poucos maiores que 1 segundo), caso o sistema não perca o sincronismo aumentasse o tempo de abertura, caso contrário reduz-se o tempo de abertura dos disjuntores.

5.3 Cenários analisados

Nesta secção serão explicados todos os cenários analisados e as particularidades que os diferem entre eles. Procura-se assim descrever para cada cenário o tipo de centrais em serviço, assim como as condições iniciais de cada uma, nomeadamente a produção de cada grupo gerador convencional, parque eólica (se aplicável) e o consumo.

5.3.1 Descrição da Rede a Analisar

A rede a analisar pode ser observada na figura 5.1:

Por isso, de forma a analisar a estabilidade do sistema o estudo foi dividido em três fases:

- **Fase A:** Nesta fase, considerou-se a rede tal como é demonstrada na figura 5.1, ou seja, produção convencional e eólica (DFIG). Os casos a analisar serão descritos a seguir;
- **Fase B:** Nesta fase, efetuaram-se exatamente os mesmos testes que os realizados na **Fase A** mas retirou-se de serviço a linha L'_{12} ;

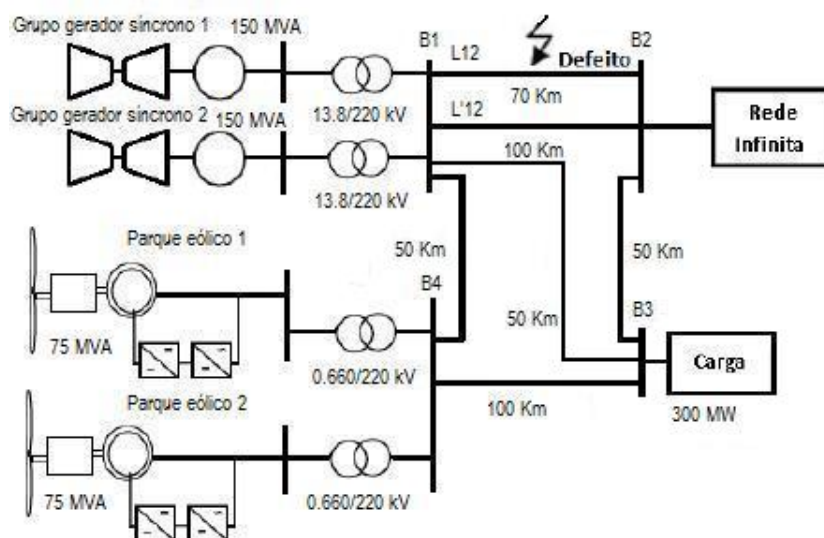


Figura 5.1: Rede teste a simular

- **Fase C:** Nesta fase, os modelos dos gerador eólicos usados durante a **Fase A** e **Fase B** são substituídos pelos modelos dos aerogeradores simplificados sugeridos em 3.4. Nesta fase de simulações apenas se simulam CC para os piores casos encontrados anteriormente.

Para a **Fase A** e **Fase B** assumiram-se os seguintes cenários:

1. Considerar apenas produção síncrona convencional (Os dois grupos ligados à sua potência nominal);
2. Considerar produção eólica e apenas um grupo gerador síncrono convencional ligado (a funcionar à sua potência nominal);
3. Considerar produção eólica e produção síncrona (Os dois grupos ligados a metade da sua potência nominal).

Assim, o despacho para cada uma das situações a analisar será:

Tabela 5.1: Despacho para cada grupo nos diversos cenários

Cenários	Produção (MW)					Total
	Grupo gerador convencional 1	Grupo gerador convencional 2	Parque eólico 1	Parque eólico 2	Reserva girante	
1	150	150	0	0	0	300
2	150	0	75	75	0	300
3	75	75	75	75	150	300

Após determinação dos tempos críticos para as todos os casos simulados na **Fase A** e **Fase B**, para os piores casos (tempos de críticos menores) realiza-se a a respetiva simulação utilizando o modelo genérico de uma turbina eólica simplificada.

5.4 Rede Implementada

Após a descrição dos cenários e de como foram organizadas as simulações, será demonstrado como as redes foram implementadas em ambiente *MATLAB/Simulink*.

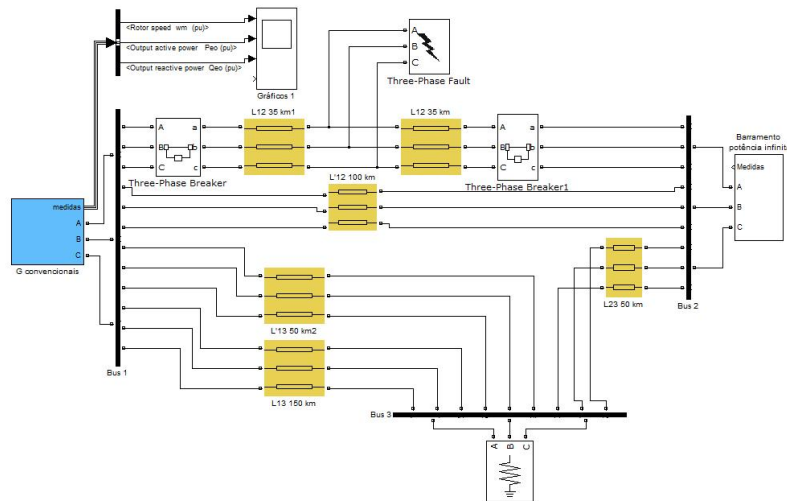


Figura 5.2: Rede apenas com produção convencional para as simulações da **Fase A**

Na figura 5.2, está representada a rede implementada para as simulações para o caso em que apenas se considera produção convencional (**Fase A**). Aqui pode ser visto que o bloco da biblioteca *SimPowerSystem* responsável pela simulação do CC trifásico simétrico é denominado de *Three-Phase Fault* que se encontra localizado a meio da linha L_{12} .

Ainda na mesma linha, nos seus extremos encontram-se os disjuntores (bloco *Three-Phase Breake*).

Seguidamente se demonstra na figura 5.3 a implementação da rede assumindo que esta possui produção eólica.

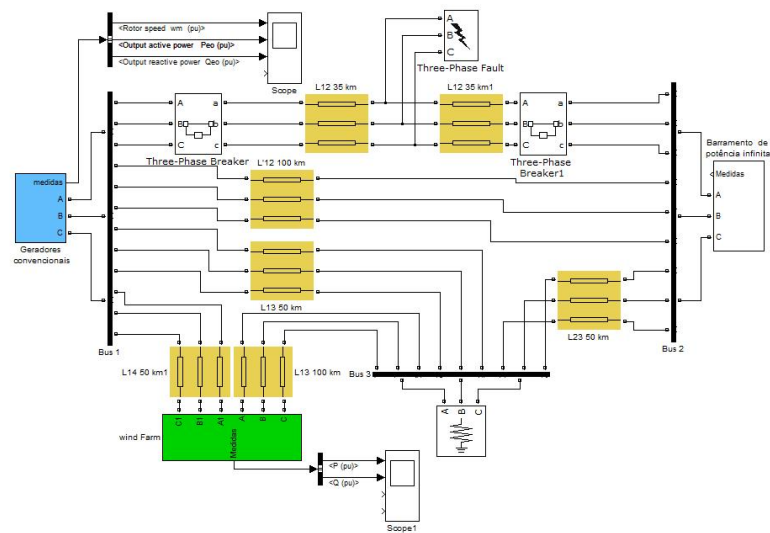


Figura 5.3: Rede com produção convencional e eólica para as simulações da **Fase A**

As diferenças entre a **Fase A** e **Fase B** residem no facto de a linha L'_{12} não se encontrar em serviço. O resto do sistema em nada se alterará.

Na secção 5.3.1, foram descrita as simulações que se realizaram. Em primeiro lugar começou por-se dividir os testes em ter conjuntos diferentes, sendo que na *Fase A* e *Fase B* cada rede montada terá direito a três simulações com as condições de exploração da rede como demonstrado na tabela 5.1. Quanto ao cenário 1 este corresponde à configuração da rede presente na figura 5.2. Os cenários 2 e 3 correspondem à configuração de rede presente na figura 5.3, sendo que a diferença entre eles seja o facto de no cenário 2 apenas um grupo de geração convencional se encontrar ativo e no cenário 3 os dois grupos se encontram ligados a metade da sua produção. Para que isto aconteça basta alterar o bloco de entrada de potência mecânica de 1 p.u. para 0.5 p.u. (ver figura 4.2).

Capítulo 6

Simulações e Resultados

6.1 Introdução

Neste capítulo serão apresentados os resultados extraídos da plataforma de simulação *MATLAB/Simulink*, sendo feita também uma interpretação dos resultados com base no critério das áreas iguais. Este critério servirá para ajudar a compreender os resultados obtidos com recurso à integração numérica no domínio do tempo. Como referido anteriormente, os resultados extraídos foram baseados na determinação do tempo crítico de atuação das proteções. Assim, neste capítulo serão ilustradas as evoluções de algumas variáveis de cada grupo gerador, nomeadamente: a velocidade angular e produções (ativa e reativa) das máquinas síncronas, e produções (ativas e reativas) dos geradores eólicos.

Portanto, os resultados obtidos serão apresentados sob forma de gráficos e tabelas divididos nas três fases (**Fase A**, **Fase B** e **Fase C** distintas deste trabalho).

6.2 Comportamento da Velocidade Angular e Produção da Geração Convencional

Nesta secção são apresentados os comportamento das variáveis de velocidade angular e potências ativas e reativas produzidas a partir da geração convencional. Assim, para cada variável mencionada será disposto um gráfico para duas situações distintas, um gráfico a demonstrar o sistema a manter o sincronismo após um defeito e um gráfico que demonstra o comportamento da variável em causa caso o sistema perca o sincronismo em caso de defeito. Seguidamente serão ilustrados um caso em que após a iniciação do modelo (necessária para eliminar os transitórios iniciais das máquinas) se simula um curto circuito aos 1 segundo assumindo duas situações: abertura dos disjuntores aos 1,2 segundos e aos 1,3 segundos.

Assim, para o primeiro caso, obteve-se os seguintes gráficos:

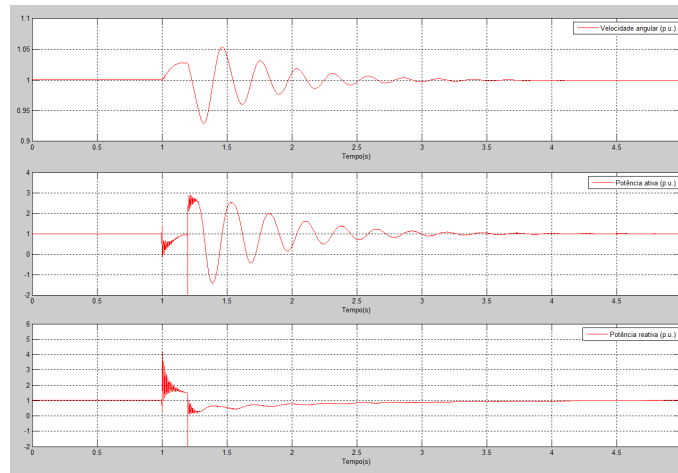


Figura 6.1: Resultados da velocidade angular e produções (ativa e reativa) de um grupo gerador síncrono para um curto circuito de 0,2 segundos (**Fase A** - cenário 2)

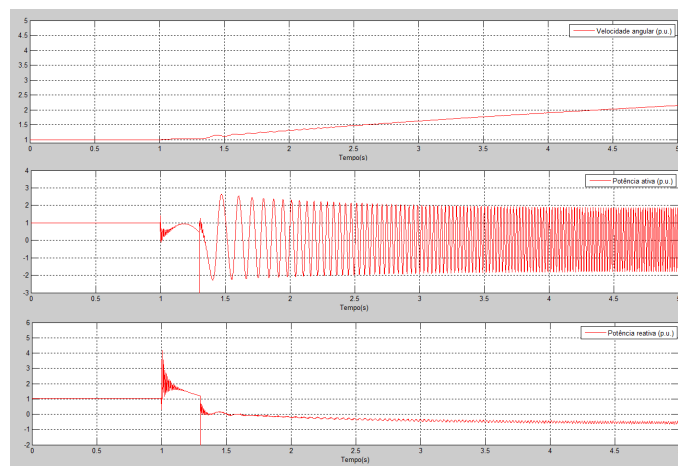


Figura 6.2: Resultados da velocidade angular e produções (ativa e reativa) de um grupo gerador síncrono para um curto circuito de 0,3 segundos (**Fase A** - cenário 2)

Na figura 6.1 referente ao primeiro caso, pode-se observar que o CC aos 1 segundos faz com que a velocidade angular aumente (rotor da máquina síncrona a acelerar) embora o defeito seja isolado a tempo (0.2 segundos após o CC) e assim o sistema entra num regime transitório amortecendo até regressar ao seu valor de origem (1 p.u. para todas as variáveis). Por outras palavras o sistema não perde o sincronismo. Relativamente ao segundo caso (Figura 6.2) a abertura dos disjuntores aos 1.3 segundos leva a que o sistema perca o sincronismo.

Quanto às produções, o comportamento também difere consoante o caso. No primeiro caso, como seria de esperar, a máquina após sofrer o CC assiste a uma drástica redução de produção de potência ativa, enquanto que a produção de potência reativa. Assim que os disjuntores eliminem

o defeito o funcionamento do sistema retorna à normalidade. No que diz respeito à situação em que se assiste a uma perda de estabilidade do sistema, é possível verificar que a produção tanto a potência ativa como de potência reativa, após a eliminação do defeito, apresenta uma evolução oscilatória.

6.3 Comportamento da Produção da geração eólica

Tal como na secção anterior, agora serão apresentados, para efeitos ilustrativos, o comportamento das variáveis de potência ativa e reativa produzidas a partir da geração eólica (DFIG). Portanto, simulando dois casos de defeito na rede (um sem perda de estabilidade do sistema e outro com perda de estabilidade) serão apresentados os resultados das variáveis mencionadas. A figura 6.3 representa a evolução da produção de potência ativa e reativa sem que ocorra a perda de sincronismo, enquanto que a figura 6.4 representa a situação contrária.

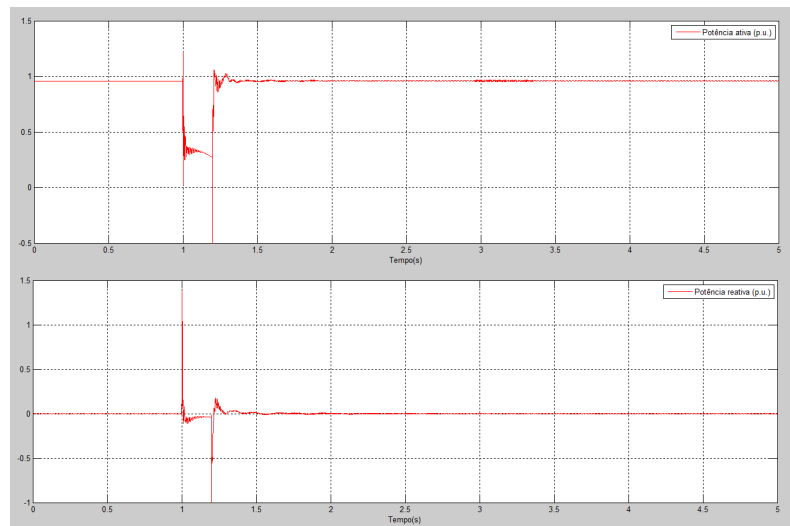


Figura 6.3: Resultados da velocidade angular e produções (ativa e reativa) de um grupo gerador eólico para um curto circuito de 0.2 segundos (**Fase A** cenário 2)

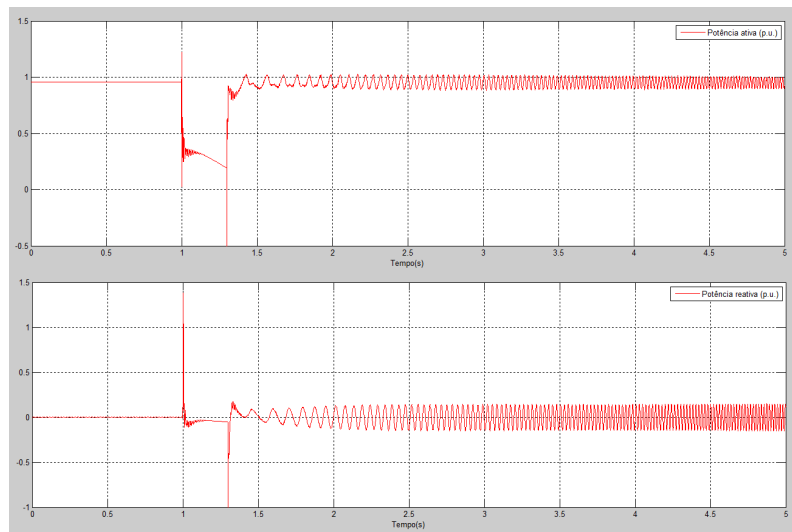


Figura 6.4: Resultados da velocidade angular e produções (ativa e reativa) de um grupo gerador eólico para um curto circuito de 0,3 segundos (**Fase A** cenário 2)

Para a evolução das produções eólicas para os dois casos, pode-se observar que para um tempo de abertura dos disjuntores de 0.2 segundo, o sistema regressa à normalidade e desta forma mantém a estabilidade. No caso em que o disjuntor abre aos 0.3 segundos o sistema perde a estabilidade e assim as produções tornam-se oscilatórias.

Quanto à potência ativa, durante o defeito esta sofre um decréscimo significativo, facto que pode ser explicado pelo súbita descida de tensão natural durante um CC. Quando o defeito é extinto, a tensão é resposta fazendo com que a potência ativa produzida volte ao valor de origem (Caso o sincronismo não seja perdido).

Relativamente à evolução da potência reativa, era de esperar que durante o defeito a produção desta subisse de forma a compensar o abaixamento de tensão. Este facto não é bem perceptível pois o CC simulado encontra-se eletricamente afastado dos terminais dos aerogeradores (Ver figura 5.1).

6.4 Fase A

Nesta primeira fase das simulações realizadas considerou-se a rede figurada em 5.1 assumindo-se vários cenários. Em primeiro lugar considera-se o sistema com produção convencional à sua potência nominal e os grupos eólicos desligados. Seguidamente, assume-se que os grupos eólicos estão a produzir à sua potência máxima o que leva um dos grupos convencional a sair de serviço mantendo o outro na sua máxima produção. Por fim, no terceiro cenário analisado, a produção eólica encontra-se igualmente a produzir no seu pico embora os gruposconvencionais são explorados a metade da sua potência nominal mantendo uma reserva girante.

Em jeito de resumo dos cenários analisados, a tabela seguinte reúne todas as situações analisadas.

Tabela 6.1: Despacho para cada grupo nos diversos cenários

Cenários	Produção (MW)					Total
	Grupo gerador convencional 1	Grupo gerador convencional 2	Parque eólico 1	Parque eólico 2	Reserva girante	
1	150	150	0	0	0	300
2	150	0	75	75	0	300
3	75	75	75	75	150	300

A tabela seguinte apresenta os resultados extraídos da plataforma de simulação:

Tabela 6.2: Resultados das simulações da **Fase A**

Cenário	Tempo crítico de abertura dos disjuntores (s)	Reserva Girante (MW)
1	0.4	0
2	0.3	0
3	Muito grande (Acima de 2 segundos)	150

Por observação da tabela 6.1 relativamente à reserva girante, nos casos 1 e 2 esta é igual a 0 enquanto que no caso 3 a reserva girante sobre consideravelmente. Quanto à inércia global do sistema, sabendo que os aerogeradores DFIG não representam inércia útil, no estado 2 esta é reduzida (Um dos grupos geradores convencionais é retirado de serviço) enquanto nos restantes casos a inércia global do sistema é inalterada. Portanto com este teste procura-se saber a influência que cada um destes parâmetros (Reserva girante e inercia global do sistema) tem na estabilidade do sistema.

Assim, analisando os resultados obtidos, verifica-se que de facto tanto a redução da inercia global do sistema como a redução de reserva girante pioram a estabilidade do sistema. Caso se combinem estes dois fatores o seu efeito em termos da estabilidade é aumentado, como é possível observar o resultado para o cenário 3, em que se mantém uma reserva girante considerável e uma inércia global do sistema elevada também o sistema fica bastante estável.

De estudos do comportamento transitório de uma rede elétrica é sabido que caso haja uma redução da reserva girante do sistema há uma redução na estabilidade do sistema, facto que pode ser verificado pelo critério das áreas iguais [14].

Relativamente à redução de inércia útil do sistema, os seus efeitos na estabilidade do sistema podem ser explicados pela equação do movimento da máquina:

$$2H\omega_0 \frac{\partial \omega}{\partial t} = P_M - P_e \Leftrightarrow \omega_0 \frac{\partial \omega}{\partial t} = \frac{P_M - P_e}{2H} \quad (6.1)$$

Daqui, verifica-se que caso H seja muito alto a taxa de crescimento da velocidade angular $\frac{\partial \omega}{\partial t}$ também será mais reduzida e consequentemente o tempo de atuação das proteções poderá ser maior. Assim se conclui que quanto menor a inércia do sistema, menos estável este será.

6.5 Fase B

As simulações realizadas nesta fase são as mesmas das realizadas durante a *Fase A*, a diferença reside no facto de se efetuar uma alteração na rede a analisar. Ao contrário do cenários assumido anteriormente agora se considerou o mesmo sistema retirando de serviço a linha L'_{12} de forma a verificar os efeitos que a presença de mais ou menos linhas tem na estabilidade.

O despacho para cada grupo gerador nos diferentes cenários analisados serão os mesmo que os analisados na **Fase A** (Ver tabela 6.1). Os resultados obtidos foram os seguintes:

Tabela 6.3: Resultados das simulações da **Fase B**

Cenário	Tempo crítico de abertura dos disjuntores (s)	Reserva Girante (MW)
1	0.3	0
2	0.2	0
3	Muito grande (Acima de 2 segundos)	150

Analisando os resultados obtidos, a análise realizada na *Fase A* continua a ser válida nesta fase, pois continua a ser possível verificar que se reduzirmos a inércia global do sistema (Introdução de produção eólica e desligar um dos grupos geradores convencionais) a estabilidade tende a diminuir, assim como a redução de reserva girante também terá efeitos negativos neste capítulo.

Tirando de serviço a linha L'_{12} de serviço, assiste-se a uma redução geral dos tempos críticos embora para o cenário 3 este continua a ter um comportamento semelhante ao analisado anteriormente.

Relativamente aos tempos críticos estes descem, o que leva a crer que o sistema fica menos estável caso uma linha seja retirada de serviço.

Este aspeto pode novamente ser justificado com recurso ao critério das áreas iguais. Sendo a potência elétrica fornecida dada pela expressão (Desprezando o efeito saliência):

$$P_e = \frac{|E||V|}{X_d + X_L} \sin(\delta) \quad (6.2)$$

Assim, caso se aumente o valor de X_L (Retira-se uma linha em paralelo), o valor da potência elétrica fornecida será menor, logo mais instável.

6.6 Fase C

A **Fase C** das simulações realizadas marca uma etapa diferente do trabalho realizado. Nesta altura, assumindo apenas os piores resultados da **Fase A** e da **Fase B**, substituiu-se o modelo do aerogerador DFIG pelo modelo genérico do aerogerador simplificado, tentando assim usufruir das suas capacidades de controlo primário de frequência e dessa forma melhorar a estabilidade.

Assim, os cenários selecionados para a **Fase C** foram:

- **Fase A** - Cenário 2

- **Fase B** - Cenário 2

Os resultados obtidos foram os seguintes:

Tabela 6.4: Resultados das simulações da **Fase C**

Cenário	Tempo Crítico
Fase A - cenário 2	0.4
Fase B - cenário 2	0.3

Por observação da tabela em cima, verifica-se que de facto a implementação deste novo modelo dos aerogeradores foi um sucesso, pois nos dois casos mais críticos analisados até ao momento, o tempo crítico foi melhorado em 0,1 segundos.

As evoluções da potência ativa, reativa, tensão aos terminais do aerogerador e velocidade angular do sistema podem ser vistas na figura 6.5. Relativamente às produções de potência ativa e reativa, esta é justificada pela modelização do próprio aerogerador. Observando as figuras 3.12 e 3.13 se verifica que caso a tensão desça para valores inferiores a certos parâmetros definidos, a potência ativa será então reduzida enquanto que a potência reativa será incrementada.

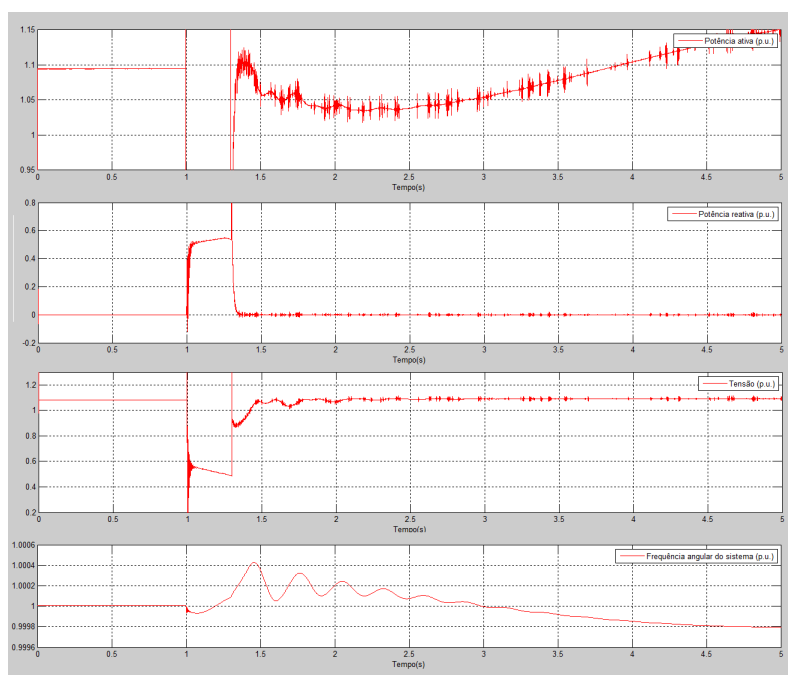


Figura 6.5: Resultados obtidos para a produção de potência ativa, reativa, tensão aos terminais do aerogerador e velocidade angular da rede respetivamente para um curto circuito de duração de 0,3 segundos (**Fase C** para as mesmas condições da **Fase A** - cenário 2)

A melhoria de estabilidade assistida nesta fase do trabalho pode ser justificadas pela contribuição de duas componentes distintas.

Por um lado, analisando a evolução da potência ativa da figura 6.5 se nota o efeito positivo da presença de regulação primária de frequência por parte dos aerogeradores na manutenção da

estabilidade. De facto, após o defeito ser eliminado, a produção dos aerogeradores cai abaixo dos valores de produção em regime pré defeito. Como a frequência se encontra a subir, o aerogerador impõe um fornecimento de potência ativa mais baixo de forma a atenuar a subida de frequência do sistema causado pelo curto circuito.

Outro facto que ajuda a contribuir para uma maior estabilidade do sistema é o comportamento da injeção de potência reativa durante o defeito. Como se vê pela evolução da injeção da potência reativa na figura 6.5, durante o defeito os aerogerador injetam potência reativa, desta forma a diminuição do valor da tensão durante o defeito não será tão acentuada. Assim os geradores síncronos não adquirem tanta energia cinética, logo o sistema permanecerá mais estável. Este aspeto pode ser explicado com recurso ao critério das áreas iguais que seguidamente se tentará efetuar essa explicação.

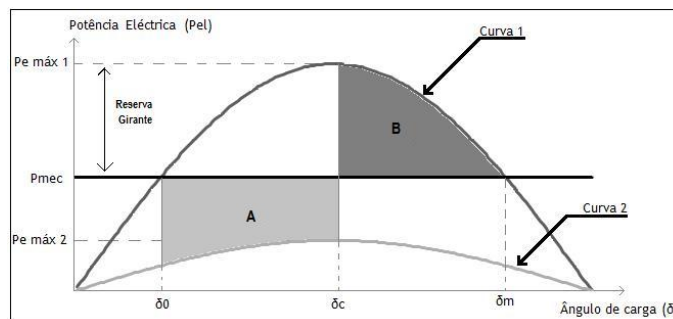


Figura 6.6: Exemplo de aplicação do critério das áreas iguais

Para um sistema ligado a um barramento de potência infinita, este manter se-á estável caso a área A seja menor que a área B ($A < B$). Como o aerogerador injeta potência reativa durante o defeito, a tensão não terá uma descida tão intensa, tal como foi explicado anteriormente.

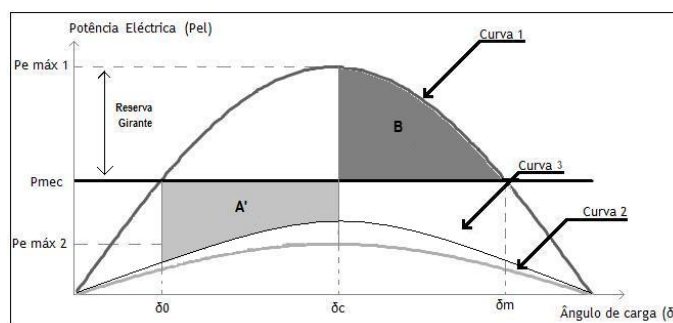


Figura 6.7: Exemplo de aplicação do critério das áreas iguais

Assim, a área de aceleração será menor que anteriormente ($A' < A$) e conseqüentemente o sistema ficará mais estável ($A' < B$).

A figura 6.8 permite observar a evolução da frequência angular do sistema assumindo o aerogerador com e sem participação na regulação primária de frequência.

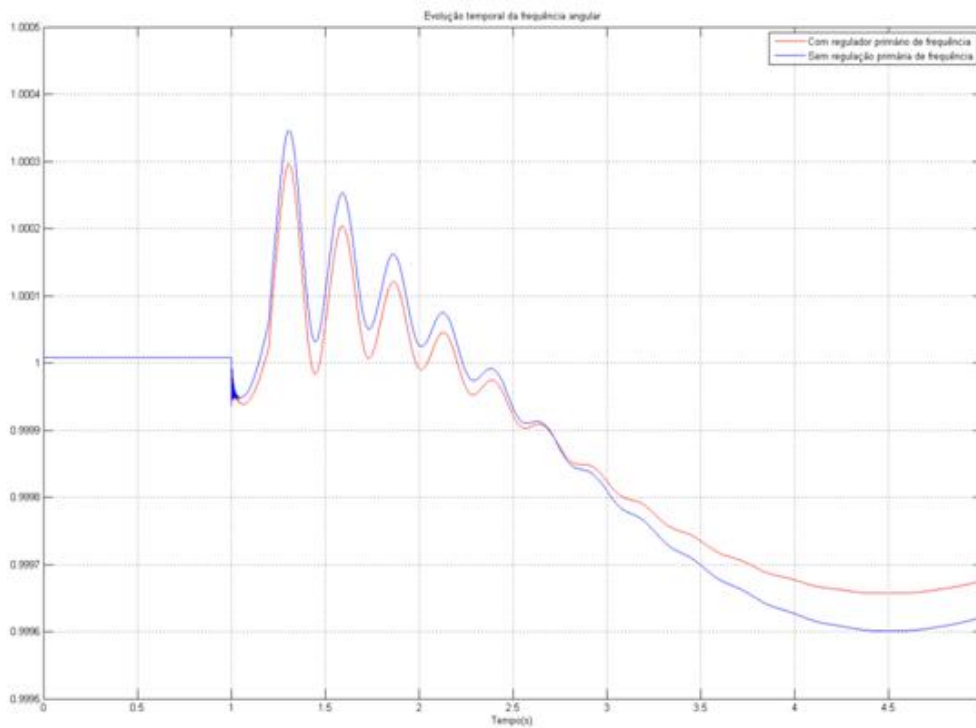


Figura 6.8: Evolução da frequência angular considerando o controlo primário de frequência ligado (a vermelho) e desligado (a azul) para um curto circuito de duração de 0,2 segundos

Observando a figura 6.8, verifica-se que caso o controlo primário de frequência seja realizado pelos aerogeradores os seus desvios serão mais atenuados, logo a estabilidade do sistema beneficia da presença desta particularidade tal como era de esperar.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste último capítulo serão apresentadas as principais conclusões sobre o trabalho realizado. Posteriormente a esta reflexão serão apresentadas algumas perspectivas de trabalho futuro.

7.1 Conclusões

A motivação deste trabalho foi a de avaliar o impacto na estabilidade transitória em situações de massificação da produção de eletricidade utilizando sistemas de conversão eletrónica. Assim, implementou-se uma pequena rede teste na plataforma *MATLAB/Simulink* procedendo à simulação de CC e recorrendo ao método *tentativa e erro* determinou-se os tempos críticos de eliminação dos defeitos. A análise realizada foi complementada por uma análise baseada na utilização do critério das áreas iguais.

É importante referir que no estudo realizado, admitiu-se que os modelos utilizados para a produção eólica são dotados da capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, assim, em caso de defeito na rede e a tensão aos terminais do aerogerador descesse, este não saia de serviço.

Inicialmente, foi necessário compilar uma pequena coleção de modelos de conversores de energia e respetivos reguladores que pudessem ser associados de modo a criar a plataforma referida. A escolha de modelos foi realizada tendo em conta o grau de complexidade e de precisão que se desejava. Para além do conjunto de modelos recolhidos, nomeadamente o da máquina síncrona, aerogeradores assíncronos duplamente alimentados e respetivos reguladores, foi ainda necessário o levantamento do modelo genérico do aerogerador simplificado apresentado em [30] devido ao seu interessante comportamento dinâmico.

No que diz respeito aos cenários analisados, estes foram distinguidos em três fases distintas. Na **Fase A** procurou-se perceber a influência na estabilidade transitória da manipulação da magnitude da reserva girante e da respetiva inércia global do sistema enquanto que na **Fase B** realizaram-se os mesmo testes assumindo uma rede "eletricamente mais fraca" de forma a verificar se os efeitos na estabilidade transitória melhoravam, pioravam ou se permaneceriam inalterados. Na **Fase C**, simularam-se apenas os piores casos da **Fase A** e **Fase B** e substituindo o modelo utilizado da

máquina DFIG pelo modelo apresentado em [30] verificando se a estabilidade transitória é ou não melhorada.

Os resultados obtidos durante a **Fase A** mostram que caso se reduza a reserva girante, assim como manter uma baixa inércia global do sistema baixa (Por decisão do despacho das máquinas) a estabilidade é piorada. Por outro lado, caso se mantenha um sistema com uma considerável reserva girante e uma inércia alta (Muitas máquinas convencionais em serviço) o sistema tornasse extremamente estável.

Na **Fase B**, ao tornar a rede estudada anteriormente eletricamente mais fraca, os resultados foram piores o que se traduz numa diminuição do tempo crítico de atuação das proteções. Apesar disto, no cenário 3 analisado, em que se manteve os dois grupos geradores convencionais a funcionar a metade da sua potência nominal assim como se assumiu produção eólica, o sistema continuou bastante estável, não perdendo o sincronismo para um CC com duração de 2 segundos.

Por fim, na **Fase C**, simulando o cenário 2 das fases anteriores utilizando o modelo genérico do aerogerador simplificado, conseguindo-se obter melhores tempos críticos de eliminação de defeito. Assim se conclui que o facto de este modelo permitir a participação na regulação primária de frequência torna se de facto determinante na melhoria da estabilidade do sistema, pois a potência elétrica que este modelo é capaz de fornecer/absorver ajuda a que os desequilíbrios entre a potência gerada e a potência consumida sejam menores e serão compensados mais rapidamente.

Os resultados da **Fase A** e **Fase B**, mostra a influência de um possível despacho realizado na estabilidade transitória de acordo com o despacho realizado. Por um lado, conclui-se que de facto a introdução de energia eólica pode de verdade tomar uma fatia considerável do diagrama de carga sem comprometer a estabilidade do sistema, embora o despacho nunca pode ser realizada sem a presença de produção convencional, pois em caso de defeito nas piores situações poderá ocorrer um deslastre de carga o que é de todo desaconselhável visto a importância que a energia elétrica tem hoje em dia. Outro aspeto a ter e conta é o facto de a rede elétrica é tratar é eletricamente robusta ou não. Caso esta seja fraca os cuidados a ter durante a realização do despacho têm que ser redobrados, garantindo-se uma boa reserva girante assim como o funcionamento de máquinas com grande inércia.

A decisão de manter uma grande reserva girante em prol da estabilidade poderá não ser de todo aconselhável do ponto de vista económico. Manter uma elevada penetração de energia elétrica proveniente de geradores eólicos mantendo os geradores síncronos a uma baixa produção elétrica pode significar um custos de operação elevados. Por outro lado, caso se opte por um despacho em que se dê preferência à produção eólica em detrimento da produção convencional a estabilidade do sistema está a ser posta em causa. Assim se conclui que o problema de despacho neste tipo de casos apresenta variáveis contraditórias, em que não é boa prática optar por uma delas completamente.

Conclui-se também que na **Parte C** a inclusão na rede de aerogeradores que permitem a regulação primária de frequência pode de facto melhorar os resultados da estabilidade no sistema justificando a continuidade de estudos neste sentido. A desvantagem da inclusão deste tipo de geradores é o facto de estes em funcionamento normal não estarão a produzir eletricidade um pouco

abaixo das suas reais capacidades, pois esta necessitará de garantir uma reserva para casos em que ocorram defeitos na rede.

7.2 Perspetivas de Trabalho Futuro

As conclusões obtidas neste trabalho permitem alargar um pouco os horizontes do tema tão atual que é o impacto que a crescente e contínua aposta em energias renováveis terão na rede. Assim seguidamente serão apresentadas algumas perspetivas de trabalho futuro:

- Modelização e inclusão de novos parques eólicos na rede de teste, nomeadamente, os parques eólicos equipados com máquinas síncronas de velocidade variável ou máquinas síncronas de ímanes permanentes;
- Adoção de uma rede de testes mais extensa, adicionando mais barramentos e possibilitando a inserção de mais que um tipo de aerogeradores na mesma rede de teste;
- Adoção de mais cenários que explorem mais despachos, nomeadamente diferentes valores de reserva girante;
- Exploração da capacidade de regulação de frequência do modelo utilizado na **Fase C** deste trabalho, incluindo mais grupos geradores em diferentes localizações e simulando CC em variados locais da rede;
- Estudos de estabilidade de redes com produção de eletricidade provenientes de geradores usados na **Fase C** deste trabalho.

Anexo A

Critério das áreas iguais

A.1 Critério das áreas iguais

Devido à relevância que o critério das áreas iguais segue um exemplo de aplicação deste critério. Para exemplificar a aplicação do critério das áreas iguais vejamos a análise de um determinado sistema elétrico representado na seguinte figura, constituído por um alternador ligado a um barramento de potência infinita por intermédio de duas linhas.

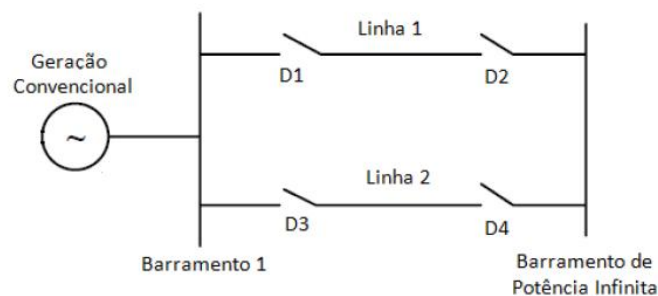


Figura A.1: Alternador ligado a um barramento de potência infinita, através de duas linhas de transmissão em paralelo

Admite-se um curto-circuito verificado na linha 2 mais propriamente na extremidade com o barramento 1. Será também admitido que o sistema estará a funcionar a uma carga constante. A figura seguinte representa as curvas da potência elétrica em função do ângulo de carga para os três períodos pelo qual o sistema será sujeito desde o aparecimento do curto-circuito até a situação em que a máquina retorne ao regime de funcionamento normal.

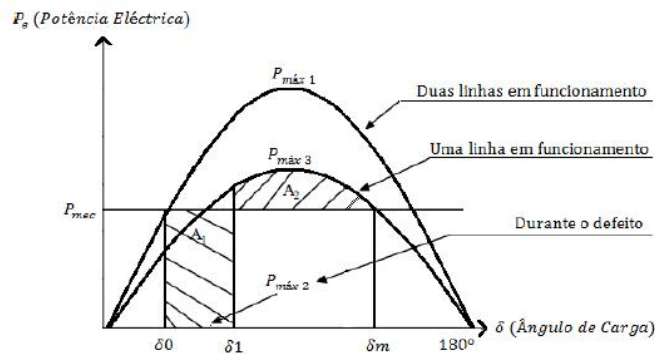


Figura A.2: Critério das áreas iguais aplicado aos sistema da figura A.1

Onde:

A_1 - Área de aceleração associada à aquisição de energia cinética pelo sistema (aceleração do rotor);

A_2 - Área de desaceleração, associada a uma energia potencial que pode absorver a energia cinética adquirida durante a permanência do defeito;

δ_0 - Ângulo de carga que caracteriza a situação de pré-defeito;

δ_1 - Ângulo associado ao instante da eliminação do defeito;

δ_m - Ângulo de carga máximo acima do qual o sistema passa a ser instável.

Pela análise da figura A.2 é possível visualizar que para a ocorrência do curto-circuito junto ao barramento no instante t_0 (ao qual se associa o ângulo de carga δ_0) o gerador fica a produzir uma potência elétrica nula. Os disjuntores D3 e D4 isolarão o defeito ao fim do tempo (ao qual implica um ângulo de carga) retirando desta forma a linha 2 de serviço. Desde o instante t_2 ao instante t_3 apenas a linha 1 funcionará o que faz com que a reactância de transferência passe a ser superior comparativamente à reactância de transferência definida para o funcionamento das duas linhas. Esse facto fará com que a potência elétrica entregue pelo gerador ao barramento de potência infinita seja representada pela curva que admite como valor máximo da potência elétrica o valor de $P_{máx3}$. O sistema será estável se efetivamente a área A_1 (área de aceleração) for menor ou igual que a área A_2 (área de desaceleração). Outra condição que tem de ser rigorosamente cumprida é que o valor do ângulo de carga não exceda o valor do ângulo δ_m . O valor da área A_1 é determinado pelo momento da atuação das proteções. Se o tempo de atuação das proteções exceder o tempo crítico então o sistema tornar-se-á instável.

A.2 Ângulo crítico

Designa-se por ângulo crítico o máximo valor que o ângulo de carga pode assumir no instante em que as proteções atuam, para que o sistema continue a ser estável após a retirada de serviço da linha em que surgiu o defeito. No caso de a proteção atuar para um ângulo de carga que

exceda o ângulo crítico o sistema tornar-se-á instável. De referir que o ângulo crítico do gráfico da figura A.2 é o ângulo denominado de δ_1 .

A.3 Tempo crítico

O tempo de atuação crítico (ao qual corresponde o ângulo de carga $\delta_{critico}$) está associado ao tempo que o rotor demora a atingir o ângulo de carga que no caso de exceder o valor do ângulo crítico a máquina perderá o sincronismo com a rede. Por essa razão é essencial o conhecimento deste tempo crítico de atuação das proteções para se poder calibrar o tempo de atuação da aparelhagem de proteção, de forma a garantir que o defeito seja eliminado num tempo inferior ao tempo de atuação crítica. É possível determinar o tempo de atuação crítico resolvendo da equação do movimento de máquina elétrica rotativa, utilizando métodos numéricos.

Na figura seguinte é possível visualizar dois cenários distintos. No cenário 1 em que o tempo de atuação das proteções foi inferior ao tempo crítico o que tornou o sistema estável. Em contrapartida no cenário 2 o tempo de atuação das proteções excedeu o tempo crítico o que tornou o sistema instável originando um crescimento exponencial do ângulo de carga da máquina síncrona.

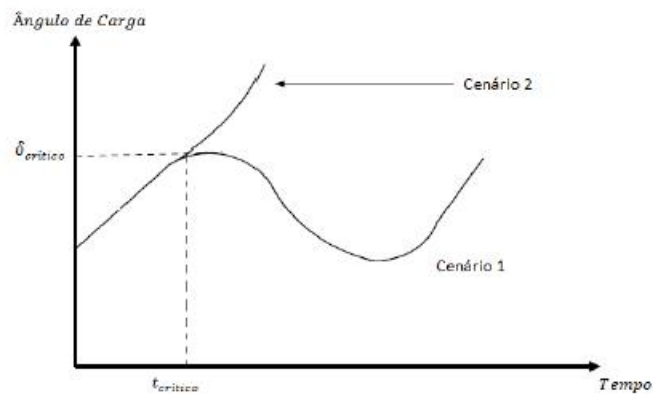


Figura A.3: Representação gráfica de δ_t , num caso estável e noutra instável

Anexo B

Restantes Modelos Utilizados

No capítulo 4 foram apresentados os dados utilizados referentes aos principais modelos que constituem a rede de teste, nomeadamente, os dados da geração convencional e dos parques eólicos modelizados. Contudo, foram utilizados outros modelos, designadamente o caso das linhas trifásicas de transmissão, dos transformadores, da carga e dos disjuntores. Em relação a este último conjunto de modelos referidos, apesar de não terem sido alvo de uma descrição ao longo da elaboração desta dissertação, a sua utilização veio-se a revelar indispensável para a elaboração e construção da plataforma de simulação da rede de teste.

B.1 Linhas de Transmissão

Para a implementação do modelo utilizado para as linhas de transmissão recorreu-se à biblioteca *SimPowerSystem*, utilizando o bloco *Distributes Parameters Line*. Os parâmetros utilizados pode ser vistos na figura a seguir.

Number of phases N
3
Frequency used for R L C specification (Hz)
50
Resistance per unit length (Ohms/km) [N*N matrix] or [R1 R0 R0m]
[0.01755 0.2758]
Inductance per unit length (H/km) [N*N matrix] or [L1 L0 L0m]
[0.8737e-3 3.220e-3]
Capacitance per unit length (F/km) [N*N matrix] or [C1 C0 C0m]
[13.33e-9 8.297e-9]
Line length (km)
50

Figura B.1: Parâmetros utilizados para a modelização das linhas de transmissão

- *Number of phases N* - Número de fases;

- *Frequency used for R L C especificaions (Hz)* - Frequência usada para a especificação dos parâmetros da linha. Esta é geralmente a frequência nominal do sistema (50 (Hz));
- *Resistance per unite lenght (Ohms/Km) [N*N matrix] or [R1 R0 R0m]* - Resistência da linha em p.u. por quilômetro;
- *Inductance per unite lenght (H/Km) [N*N matrix] or [L1 L0 L0m]* - Indutância da linha em p.u. por quilômetro;
- *Capacitance per unite lenght (F/Km) [N*N matrix] or [C1 C0 C0m]* - Capacidade da linha em p.u. por quilámetro;
- *Line lenght (Km)* - Comprimento da linha.

Note-se que no parâmetro *Line Lenght (Km)*, o seu valor variará consoante o tamanho da linha a modelizar.

B.2 Transformador

Nominal power and frequency [Pn(VA) , fn(Hz)]	[150e6 , 50]
Winding 1 parameters [V1 Ph-Ph(Vrms) , R1(pu) , L1(pu)]	[13.8e3 , 0.002 , 0.08]
Winding 2 parameters [V2 Ph-Ph(Vrms) , R2(pu) , L2(pu)]	[220e3 , 0.002 , 0.08]
Magnetization resistance Rm (pu)	500
Magnetization inductance Lm (pu)	500
Saturation characteristic [i1 , phi1 ; i2 , phi2 ; ...] (pu)	[0,0 ; 0.0024,1.2 ; 1.0,1.52]
Initial fluxes [phi0A , phi0B , phi0C] (pu):	[0.8 , -0.8 , 0.7]

Figura B.2: Parâmetros utilizados para a modelização dos transformadores

Em relação ao bloco representativo do transformador simulado uma vez mais optou-se pela utilização de um bloco disponível na biblioteca *SimPowerSistem*. O modelo escolhido denomina-se de *Three-Phase Transformer(Two Windings)*. Os parâmetros utilizados foram:

- *Nominal power and frequency [Pn(VA) , fn (Hz)]* - Potência nomianl e frequência;
- *Winding 1 parameters [V1 ph - ph(Vrms) , R1(pu) , L1(pu)]* - Parâmetros do enrolamento primário;

- *Winding 2 parameters* [V_2 $ph - ph(V_{rms})$, $R_2(pu)$, $L_2(pu)$] - Parâmetros do enrolamento secundário;
- *Magnetization resistance* R_m (pu) - Resistência de magnetização;
- *Magnetization inductance* L_m (pu) - Indutância de magnetização;
- *Saturation Characteristics* [i_1 , ϕ_1 ; i_2 , ϕ_2 ;...](pu) - Características de saturação;
- *Initial fluxes* [ϕ_{0A} , ϕ_{0B} , ϕ_{0C}] (pu) - Fluxos iniciais;

B.3 Carga

Em relação ao modelo utilizado para modelizar as linhas de transmissão foi selecionado um bloco disponível na biblioteca *SimPowerSystem* nomeadamente o bloco denominado de *Three-Phase Parallel RLC Load*.

De notar que o apenas foi considerado consumo de potência ativa em detrimento do consumo de potência reativa. Este tipo de consideração foi adotado uma vez que o consumo verificado no sistema elétrico é maioritariamente de potência ativa.

De seguida são apresentados os parâmetros que foram utilizados na modelização da carga.

Nominal phase-to-phase voltage V_n (Vrms)	220e3
Nominal frequency f_n (Hz):	50
Active power P (W):	300e6
Inductive reactive Power Q_L (positive var):	0
Capacitive reactive power Q_c (negative var):	0
Measurements	None

Figura B.3: Parâmetros utilizados para a modelização da carga

- *Nominal phase-to-phase Voltage* V_n (Vrms) - Tensão nominal fase-fase;
- *Nominal frequency* f_n (Hz) - Frequência nominal;
- *Active Power* (W) - Potência nominal;
- *Inductive reative power* Q_L (positive var) - Potência indutiva;
- *Capacitive reative power* Q_c (negative var) - Potência capacitiva;
- *Measurements*: Possibilidade de medir grandezas.

B.4 Disjuntores

uma vez mais utilizou-se a mesma biblioteca utilizada até agora utilizando o bloco *Three-Phase Breaker*

Figura B.4: Parâmetros utilizados para a modelização do disjuntor

- *Initial status of breaker* - Defino o estado inicial do disjuntor:aberto ou fechado;
- *Switching of phase A, Switching of phase B, Switching of phase C* - Define as fases em que o disjuntor atua;
- *Transition times (s)* - Tempos de transição aberto/fechado;
- *Breakers resistance Ron (ohms)* - Resistência do disjuntor;
- *Snubbers resistance Rp (ohms)* - Resistência snubber;
- *Snubbers capacitance Cp (farad)* - Capacidade snubber;
- *Measurements* - Possibilidade de medir grandezas.

Referências

- [1] R. Gasch e J. Twele. *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*. Solarpraxis AG, 2004.
- [2] http://ec.europa.eu/environment/archives/jrec/index_en.htm, última vez acessido em 20 de Junho de 2013.
- [3] Fernanda de Oliveira Resende. Evolução tecnológica dos sistemas de conversão de energia eólica para ligação à rede.
- [4] Nuno José de Abreu e Sousa Cabete Gil. *Elaboração de Procedimentos e Critérios para Definição de Limites de Elegibilidade de Aceitação de Produção Renovável em Redes Isoladas*. Tese de doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Setembro 2003.
- [5] Thomas Ackerman. *Wind Power in Power Systems*. John Wiley Sons, 2005.
- [6] http://pt.wikipedia.org/wiki/Energia_e%C3%B3lica, última vez acessido em 15 de Junho de 2013.
- [7] REN Redes Energéticas Nacionais. Dados técnicos eletricidade 2012. Relatório té, 2012.
- [8] Strbac G. integration of wind power in the gb electricity system. *Thinking Networks Conference*, Março 2007.
- [9] Nuno Ricardo Gonçalves Duarte Fernandes. *Impacto da Ligação de Geradores Eólicos na Rede de Distribuição*. Tese de doutoramento, Instituto Superior Técnico, Abril 2010.
- [10] Jhansi Rao Arthur Ekwue, Oona Nanka-Bruce e Damien McCool. Dynamic stability investigations of the fault ride-through capabilities of a wind farm. *16th PSCC*, Julho 2008.
- [11] Pedro Filipe Oliveira Ramalho. *Parques Eólicos com "Fault-ride-through": Nova parametrização dos sistemas de proteção*. Tese de doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Junho 2008.
- [12] Nuno Joaquim Preto Oliveira Barros. *Análise do Impacto da Integração de Energias Renováveis em Redes de Distribuição*. Tese de doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Janeiro 2011.
- [13] Lao L. Xu L. e Sasse C. Comparison of using svc and statcom for wind farm integration. *IEEE International Conference on Power System technology*, 2006.
- [14] F. Maciel Barbosa. Análise da estabilidade transitória de sistemas elétricas de energia utilizando formulação híbridas. Relatório té, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2007.

- [15] Heidar Ali Shayanfar Ramin Tayebi Derazkolaie e Babak Mozafari. Effects of the controller performance of dfig on its inertia response. *Global Journal of Research in Engineering*, Abril 2011.
- [16] Alan Mullane e Mark O'Malley. The inertial response of induction-machine-based wind turbines. *IEEE Transactions on Power Systems VOL. 20*, Agosto 2005.
- [17] Anca D. Hansen e Gabriele Michalke. Fault ride-through capability of dfig wind turbines. Dezembro 2006.
- [18] Durga Gautam, Vijay Vittal, e Terry Harbour. Impact of increased penetration of dfig-based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, Agosto 2009.
- [19] Avaliação do impacto na estabilidade de um SEE em resultado da presença da produção eólica. *Sérgio Miguel Pereira Baptista Santos*. Tese de doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [20] F Rodríguez-Bobada, P. Ledesma, S. Martínez, L. Coronado, e E. Prieto. Simplified wind generator model for transmission system operator planning studies. *IEEE, 7th International Workshop on Large Scale Integration of Wind Power and on Transmission Networks for Offshore Wind Farms*.
- [21] Johan Morren, Sjoerd W. H. de Haan, Wil L. Kling, e J. A. Ferreira. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control. *IEEE*, June 2006.
- [22] João Pedro de Carvalho Mateus. *Métodos de Análise da Estabilidade Transitória de Sistemas de Energia Eléctrica*. Tese de doutoramento, Instituto Superior Técnico, Outubro 2010.
- [23] Goran Andersson. Power system analysis: power flow analysis, fault analysis and power system dynamics and stability. Relatório té, ETH Zurich, September 2012.
- [24] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, Inc., 1993.
- [25] Hydro-Québec. *SimPowerSystems: For use with Simulink*. The Mathworks.
- [26] Nuno José de Abreu e Sousa Cabete Gil. *Identificação de Condições de Operação em Modo Isolado e Procedimentos de Controlo de Emergência para Multi-Micro Redes*. Tese de doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Dezembro 2009.
- [27] Acetatos do Professor Peças Lopes da unidade curricular Energia Eólica e Solar.
- [28] Jorge Filipe da Silva Barros Ferreira. *Controlo de Geradores de Indução Duplamente Alimentados em Turbinas Eólicas*. Tese de doutoramento, UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA, 2009.
- [29] Mohit Singh e Surya Santoso. Dynamic models for wind turbines and wind power plants. Relatório té, The University of Texas at Austin, Janeiro 2011.
- [30] L. Sigrist, L. Rouco, e M. I. Navarrete. Modelo de usuario para pss/e de un aerogenerador. Janeiro 2010.