

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Análise de sensibilidade do dimensionamento
de um STATCOM para garantir capacidade de
sobrevivência a cavas de tensão de parques
eólicos com máquinas de indução de velocidade
fixa**

António José Rocha Afonso

Versão Final

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

Orientador: Prof. Doutora Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos

Julho 2014

A Dissertação intitulada

***“Análise de Sensibilidade do Dimensionamento de um STATCOM para
Garantir Capacidade de Sobrevivência a Cavas de Tensão de Parques
Eólicos com Máquinas de Indução de Velocidade Fixa”***

foi aprovada em provas realizadas em 16-07-2014

o júri



Presidente **Professor Doutor Fernando Pires Maciel Barbosa**
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professora Doutora Fernanda de Oliveira Resende
Professora Auxiliar da Universidade Lusófona



Professora Doutora Maria Helena Osório Pestana de Vasconcelos
Professora Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

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



Autor - António José Rocha Afonso

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

© António Afonso, 2014

Resumo

A ligação de grandes quantidades de potência eólica à rede elétrica tem proporcionado vários desafios aos operadores da mesma, bem como aos construtores de tecnologia que compõem os parques eólicos. Relativamente ao operador de rede, o aumento da penetração de geração de energia eólica tem provocado problemas de estabilidade, principalmente quando ocorre um curto-circuito e os parques eólicos são retirados de serviço por não possuírem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão.

Para evitar ainda mais problemas de estabilidade, os operadores de rede criaram os códigos de rede e exigiram às novas instalações eólicas o cumprimento dos mesmos para se poderem ligar à rede. Contudo, as instalações que já se encontravam em serviço antes da implementação dos códigos de rede, não são obrigados a cumprirem estes regulamentos, saindo de serviço sempre que a tensão viole o valor mínimo de tensão definido, normalmente 0,85 p.u..

As instalações eólicas instaladas antes da implementação dos códigos de rede eram na grande maioria compostos por aerogeradores com geradores de indução de rotor em gaiola de esquilo devido à sua simplicidade, robustez e custos económicos. Como esta tecnologia não possui nenhum tipo de conversor de potência, uma possível solução para lhes permitir manter a tensão acima do valor mínimo suportado é através de dispositivos como o STATCOM, que possuem a capacidade de injetar ou absorver potência reativa no ponto de ligação de uma forma dinâmica. Desta forma, este tipo de tecnologia com o auxílio do STATCOM pode conseguir suportar um curto-circuito e contribuir para a estabilidade do sistema elétrico de energia.

Esta dissertação foca-se na análise de influência que as características elétricas do local de instalação do STATCOM têm no dimensionamento desse STATCOM, para garantir a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão de parques eólicos com máquinas de indução de velocidade fixa. Realiza-se também um estudo detalhado da eficácia do STATCOM para atenuar as cavas de tensão provocadas por defeito na rede elétrica. Analisa-se ainda a viabilidade de se obter uma relação matemática entre a potência necessária do STATCOM e as características de instalação estudadas.

Keywords: STATCOM, gerador de indução de velocidade fixa, capacidade de sobrevivência a cavas de tensão, parques eólicos

Abstract

The binding of large amounts of wind power to the grid has provided many challenges to its operators, as well as to manufacturers of technologies that comprise the wind farms. Regarding the network operator, the increased penetration of wind power generation has caused stability problems, especially when a short circuit and wind farms are removed from service for not having the ability to survive voltage dips occur.

To avoid further problems of stability, network operators have created the network codes and demanded the new wind installations compliance with them to be able to connect to the network. However, the facilities that were already in operation before the implementation of the network codes are not required to comply with these regulations, out of service whenever the voltage violates the minimum set voltage, typically 0.85 p.u.

Wind turbines installed prior to the implementation of the network codes were in the great majority compounds for wind turbines with induction generators rotor squirrel cage due to its simplicity, robustness and economic costs. As this technology does not have any power converter, a possible solution to allow them to keep the voltage above the minimum supported value is through devices such as STATCOM, which have the ability to inject or absorb reactive power at the connection point of a dynamically. Thus, this type of technology with the aid of the STATCOM may be able to withstand a short circuit, and contribute to the stability of the electrical power system.

This thesis focuses on the analysis of the electrical characteristics that influence the location of the STATCOM in the design that this facility has on that STATCOM, to ensure the survivability of the armhole wind farm tension with conventional induction machines. Also carried out a detailed study of the effectiveness of the STATCOM to mitigate voltage dips caused by defect in the electrical network. It analyses also the feasibility of obtaining a mathematical relationship between the required power STATCOM and the installation characteristics studied.

Keywords: STATCOM, fixed speed induction generators, fault ride through, wind farms

Agradecimentos

Em primeiro lugar quero agradecer a toda minha família, em especial aos meus pais e ao meu irmão, pela educação que me deram e por todo o carinho e apoio que sempre me transmitiram.

Um agradecimento especial à minha orientadora, a Professora Doutora Maria Helena Vasconcelos, por toda a disponibilidade, paciência e pelos valiosos conhecimentos transmitidos durante a realização desta dissertação.

Queria também agradecer a todos os meus amigos por todo o companheirismo, em especial aos que dividiram casa comigo durante os anos de faculdade.

A todos aqueles que de uma forma direta ou indireta contribuíram para a realização desta dissertação.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	viii
Índice.....	x
Lista de Figuras	xii
Lista de Tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
1 Introdução	1
1.1 Objetivos.....	4
1.2 Organização da Dissertação.....	4
2 Estado da Arte	7
2.1 Introdução	7
2.2 Principais Tecnologias de Aerogeradores.....	7
2.2.1 Aerogeradores com Gerador de Indução de rotor em gaiola de esquilo	9
2.2.2 Aerogeradores com Gerador de Indução Duplamente Alimentados.....	10
2.2.3 Aerogeradores com Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes	12
2.2.4 Outras Tecnologias de Aerogeradores	13
2.3 Comportamento do Aerogerador com Gerador de Indução de rotor em gaiola de esquilo em caso de Curto-Circuitos	13
2.4 Requisitos técnicos de ligação à rede elétrica	14
2.4.1 Desvio de frequência.....	15
2.4.2 Capacidade de sobrevivência a cavas de tensão provocadas por defeitos	16
2.4.3 Fornecimento de corrente reativa durante cavas de tensão	17
2.5 FACTS.....	18
2.5.1 Dispositivo SVC.....	20
2.5.2 Dispositivo STATCOM.....	24
2.5.3 Comparação entre SVC e STATCOM	26
2.6 Conclusões	27

3	Modelização do Sistema	29
3.1	Introdução.....	29
3.2	Modelo do Sistema Elétrico	29
3.3	Modelo do Gerador de Indução de rotor em gaiola de esquilo.....	30
3.4	Modelo do STATCOM.....	33
3.4.1	Princípio de funcionamento.....	35
3.4.2	Funcionamento do STATCOM quando aplicado a um sistema de energia	37
3.5	Conclusões	39
4	Caso de Estudo e Metodologia.....	41
4.1	Introdução.....	41
4.2	Rede de Estudo	41
4.3	Metodologia Aplicada.....	43
4.4	Conclusões	49
5	Resultados	51
5.1	Rede de Estudo	51
5.1.1	Situação de Estudo 1	51
5.1.2	Situação de Estudo 2	64
5.1.3	Situação de Estudo 3	71
5.2	Viabilidade de relação matemática.....	76
5.3	Conclusões	83
6	Conclusões e Perspetivas de Trabalho Futuro	85
	Referências.....	87
	Anexo A	90

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Crescimento da capacidade geradora acumulada dos parques eólicos mundiais e europeus [1]	2
Figura 1.2 - Crescimento da capacidade geradora acumulada dos parques eólicos portugueses [1]	2
Figura 2.1 - Princípio de funcionamento de um aerogerador [9]	8
Figura 2.2 - Esquema do aerogerador com gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo	10
Figura 2.3 - Esquema do aerogerador com gerador de indução duplamente alimentado	11
Figura 2.4 - Esquema do aerogerador com gerador síncrono	12
Figura 2.5 - Curva tensão-tempo da capacidade exigidas às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão [22], [23]	16
Figura 2.6 - Curva de fornecimento de potência reativa pelas instalações de produção eólica durante cavas de tensão [22], [23]	17
Figura 2.7 - Configuração possível de um SVC[8]	20
Figura 2.8 - Esquema trifásico de um TCR	21
Figura 2.9 - Tensão e corrente numa fase de um TCR, em função do ângulo de disparo dos tirístores.....	21
Figura 2.10 - Esquema trifásico de um TSC	22
Figura 2.11 - Tensão instantânea, tensão no condensador e corrente numa fase de um TSC .	23
Figura 2.12 - Característica tensão-corrente do SVC[8]	23
Figura 2.13 - Configuração típica de um STATCOM[8]	24
Figura 2.14 - Topologia de um conversor fonte de tensão com comutação forçada (STATCOM)[27]	24
Figura 2.15 - Característica tensão-corrente do STATCOM[28]	25
Figura 3.1 - Característica típica torque-velocidade da máquina de indução convencional	30

Figura 3.2 - Característica potência reativa-deslizamento da máquina de indução convencional	31
Figura 3.3 - Circuito equivalente da máquina de indução de rotor em gaiola de esquilo	31
Figura 3.4 - Diagrama de blocos do modelo simplificado do STATCOM com limites non-windup	33
Figura 3.5 - Esquema unifilar do modelo simplificado do STATCOM	34
Figura 3.6 - Característica de funcionamento do modelo simplificado do STATCOM	35
Figura 3.7 - Diagrama do STATCOM	36
Figura 3.8 - Esquema unifilar do equivalente de Thevenin	37
Figura 3.9 - Característica de funcionamento da rede (tensão/corrente reativa)	37
Figura 3.10 - Efeito da variação da tensão na rede [32]	38
Figura 3.11 - Efeito da variação da reactância equivalente na rede [32]	38
Figura 3.12 - Modo de operação do STATCOM para diferentes condições da rede [32]	39
Figura 4.1 - Esquema unifilar da rede de estudo	41
Figura 4.2 - Posição 1 de ligação do STATCOM à rede de estudo	44
Figura 4.3 - Posição 2 de ligação do STATCOM à rede de estudo	44
Figura 4.4 - Esquema das simulações realizadas na situação de estudo 1	46
Figura 4.5 - Esquema das simulações realizadas na situação de estudo 2	47
Figura 4.6 - Esquema das simulações realizadas na situação de estudo 3	48
Figura 5.1 - Evolução temporal da tensão da perturbação de 20%	52
Figura 5.2 - Comportamento do deslizamento do gerador de indução convencional para cava de tensão 20%, comprimento da linha 100 km e STATCOM posição 2	52
Figura 5.3 - Comportamento da tensão no barramento de 690 V para cava de tensão 20%, comprimento da linha 100 km e STATCOM posição 2	53
Figura 5.4 - Comportamento da potência reativa no barramento de 690 V para cava de tensão 20%, comprimento da linha 100 km e STATCOM posição 2	54
Figura 5.5 - Comportamento da potência reativa no gerador de indução para cava de tensão 20%, comprimento da linha 100 km e STATCOM posição 2	54
Figura 5.6 - Comportamento da potência reativa gerada pelo STATCOM de 5 Mvar	55
Figura 5.7 - Comportamento da corrente do STATCOM de 5 Mvar	55
Figura 5.8 - Evolução temporal da tensão da perturbação de 40%	56
Figura 5.9 - Comportamento do deslizamento do gerador de indução convencional para cava de tensão 40%, comprimento da linha 10 km e STATCOM posição 1	57

Figura 5.10 - Comportamento da tensão no barramento de 690 V para cava de tensão 40%, comprimento da linha 10 km e STATCOM posição 1	57
Figura 5.11 - Evolução da potência necessária do STATCOM vs Cava de Tensão nas diferentes posições para o comprimento de linha igual a 10 km	58
Figura 5.12 - Evolução da potência necessária do STATCOM vs Cava de Tensão nas diferentes posições para o comprimento de linha igual a 100 km.....	59
Figura 5.13 - Evolução da potência necessária do STATCOM vs Cava de Tensão na posição 1 para os diferentes comprimentos de linha	59
Figura 5.14 - Evolução da potência necessária do STATCOM vs Cava de Tensão na posição 2 para os diferentes comprimentos de linha	60
Figura 5.15 - Comportamento da tensão no barramento de 690 V para cava de tensão 20%, comprimento da linha 100 km, potência curto-circuito 500 MVA e STATCOM posição 2	64
Figura 5.16 - Comportamento da tensão no barramento de 690 V para cava de tensão 30%, comprimento da linha 10 km, potência curto-circuito 7600 MVA e STATCOM posição 1	65
Figura 5.17 - Evolução da potência necessária do STATCOM vs Cava de Tensão para as diferentes potências de curto-circuito da rede, na posição 1 e linha de 10 km	66
Figura 5.18 - Evolução da potência necessária do STATCOM vs Cava de Tensão para as diferentes potências de curto-circuito da rede, na posição 2 e linha de 10 km	66
Figura 5.19 - Comportamento da tensão no barramento de 690 V para cava de tensão 20%, comprimento da linha 100 km, potência nominal do parque eólico 40 MW e STATCOM posição 2	71
Figura 5.20 - Comportamento da tensão no barramento de 690 V para cava de tensão 30%, comprimento da linha 10 km, potência nominal do parque eólico 10 MW e STATCOM posição 2	72
Figura 5.21 - Evolução da potência necessária do STATCOM vs Cava de Tensão para as diferentes potências nominais do parque eólico, na posição 2 e linha de 25 km	72
Figura 5.22 - Esquema unifilar considerando Zmontante e Zjusante para STATCOM na posição 1	76
Figura 5.23 - Esquema unifilar considerando Zmontante e Zjusante para STATCOM na posição 2	76
Figura 5.24 - Evolução da potência do STATCOM em função da razão entre potência montante e jusante	82
Figura 5.25 - Evolução da potência do STATCOM em função da razão entre potência montante e jusante considerando um valor fixo de potência montante (356,24 Mvar)..	82
Figura 5.26 - Evolução da potência do STATCOM em função da razão entre potência montante e jusante considerando um valor fixo de potência jusante (78,80 Mvar)	83

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 - Dados do Equivalente da Rede.....	42
Tabela 4.2 - Dados do Transformador 220kV/60kV	42
Tabela 4.3 - Dados do Transformador 60kV/690V.....	42
Tabela 4.4 - Dados da Linha	42
Tabela 4.5 - Dados do Gerador de Indução Convencional	42
Tabela 4.6 - Dados do modelo Simplificado do STATCOM	43
Tabela 4.7 - Valores considerados para o parque eólico, bateria de condensadores e transformador.....	44
Tabela 4.8 - Valores considerados para o comprimento da linha	45
Tabela 5.1 - Tabela resumo de todas as simulações realizadas na Situação de Estudo 1.....	62
Tabela 5.2 - Tabela resumo de todas as simulações realizadas para a posição 1 na Situação de Estudo 2	68
Tabela 5.3 - Tabela resumo de todas as simulações realizadas para a posição 2 na Situação de Estudo 2	69
Tabela 5.4 - Tabela resumo de todas as simulações realizadas na Situação de Estudo 3.....	74
Tabela 5.5 - Valores de impedância da linha	77
Tabela 5.6 - Valores da impedância equivalente da rede	78
Tabela 5.7 - Valores da impedância dos transformadores.....	78
Tabela 5.8 - Valores da impedância do gerador de indução	79
Tabela 5.9 - Valores relativos à impedância a montante e jusante para a cava de tensão de 0,25 p.u.	80

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i>
CC	Corrente Contínua
DC	<i>Direct Current</i>
DFIG	<i>Double Fed Induction Generator</i>
FACTS	<i>Flexible AC Transmission System</i>
FRT	<i>Fault Ride-Through</i>
GTO	<i>Gate Turn-Off Thyristors</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
OR	Operadores de Rede
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SEE	Sistema de Elétrico de Energia
SSSS	<i>Static Synchronous Series Source</i>
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
TCPAR	<i>Thyristor Controlled Phase Angle Regulator</i>
TCR	<i>Thyristor Controlled Reactor</i>
TCS	<i>Thyristor Switched Capacitor</i>
TCSC	<i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i>
UPFC	<i>Unified Power Flow Controller</i>
VSC	<i>Voltage-Sourced Converter</i>

Capítulo 1

Introdução

O processo de desenvolvimento tecnológico pelo qual o mundo passa atualmente proporciona a expansão de diversos setores da sociedade como a indústria, o comércio e a prestação de serviço, provocando que a energia elétrica assuma um papel fundamental no desenvolvimento de qualquer país.

Hoje em dia, os combustíveis fósseis como o petróleo, carvão e gás natural, ainda são a fonte mais utilizada pelas centrais elétricas para geração de energia elétrica. No entanto, uma conscientização global para os problemas ambientais, aliada ao aumento dos preços dos combustíveis fósseis e uma crescente necessidade de energia, desafiou a necessidade de procura de novas fontes de energia, mais limpas e mais baratas.

A necessidade atual de procurar uma redução da dependência dos combustíveis fósseis e da redução dos problemas ambientais associados, estimulou a utilização e investimento em tecnologias que exploram energias provenientes de fontes renováveis como a água, o sol, o vento, entre outras, que se caracterizam por serem fontes inesgotáveis.

Outro dos fatores importantes e que tem contribuído de forma bastante significativa para a aplicação e desenvolvimento de energias renováveis são as políticas internacionais implementadas, por exemplo, o protocolo de Quioto que define critérios relativamente à redução das emissões de CO₂.

Neste contexto, a energia eólica tem-se destacado dentro de um conjunto de energias renováveis devido à sua maturidade tecnológica para a geração de eletricidade. Nos últimos anos, como se pode constatar na Figura 1.1, observou-se um crescimento acentuado da potência instalada em parques eólicos por todo o Mundo. Prova deste crescimento é que em 2007 havia aproximadamente 100 GW de potência eólica instalada e passados 6 anos, ou seja em 2013, a potência eólica instalada aumentou para mais de 300 GW, correspondendo a um crescimento de mais de 200%.

2 Introdução

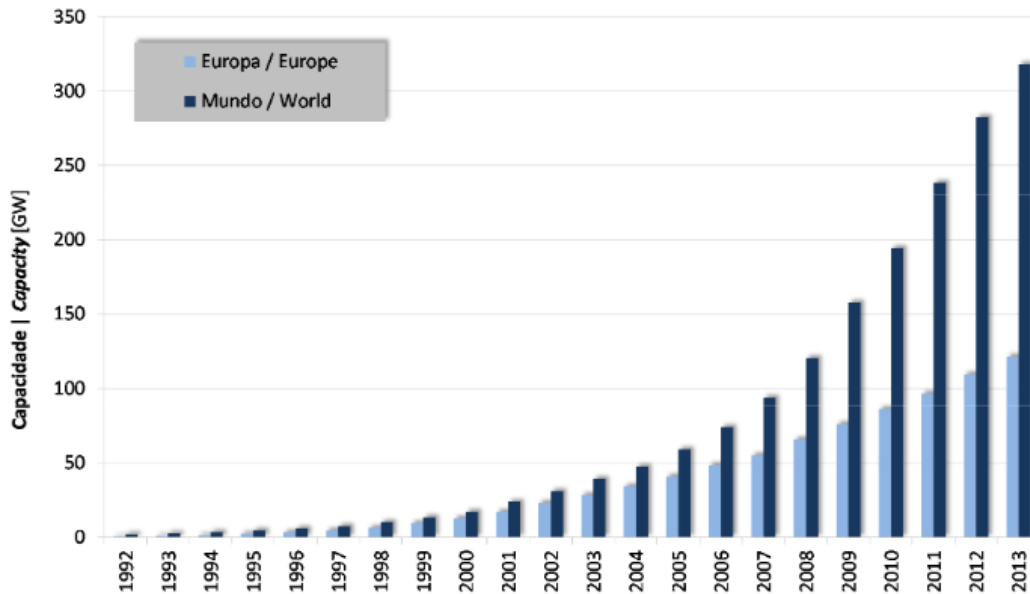


Figura 1.1 - Crescimento da capacidade geradora acumulada dos parques eólicos mundiais e europeus [1]

Analisando a Figura 1.2, relativa à situação portuguesa ao longo dos últimos anos, facilmente se percebe que tal como pelo Mundo, em Portugal houve um elevado aumento de potência eólica instalada.

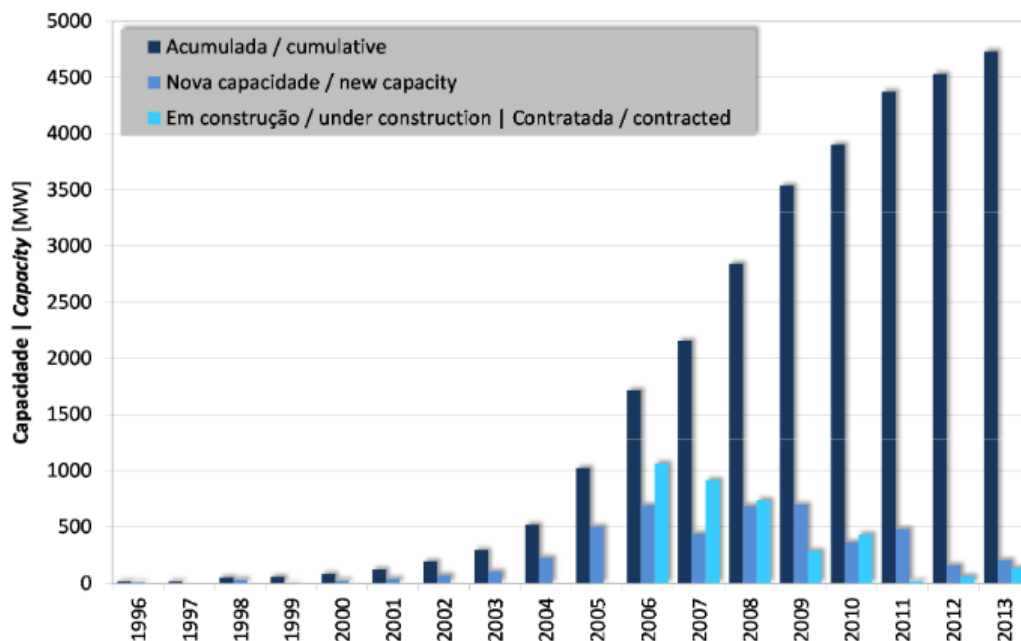


Figura 1.2 - Crescimento da capacidade geradora acumulada dos parques eólicos portugueses [1]

No entanto, o crescimento da potência eólica instalada ligada ao sistema elétrico provocou novos desafios relativamente à estabilidade do sistema. Devido ao aumento acentuado da injeção de energia eólica, os operadores de rede foram obrigados a exigir requisitos técnicos aos produtores eólicos de modo a garantir a segurança de operação da rede elétrica[2],[3]. Entre estes requisitos técnicos destacam-se a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão,

denominado na literatura anglo-saxónica por *Fault Ride-Through* (FRT), que define que os geradores eólicos tem de ter a capacidade de sobreviverem a cavas de tensão provocadas por curto-circuitos. Outro dos requisitos exigidos aos produtores eólicos é a capacidade de injeção de corrente reativa durante e após a ocorrência do defeito para ajudarem no suporte de tensão durante o defeito[3],[4].

Em Portugal, desde a entrada em serviço dos primeiros parques eólicos até à entrada em vigor dos regulamentos que impõe os requisitos técnicos passaram-se mais de 10 anos, sucedendo que os parques eólicos instalados neste período de tempo obtiveram licença de ligação à rede elétrica sem que lhes tenha sido exigido qualquer requisito técnico correspondente a suporte de cavas de tensão. Nestas condições de ligação à rede elétrica portuguesa é estimado que estejam mais de 3000 MW[5].

Sucedem que os aerogeradores instalados nestas condições estavam unicamente focados em proteger o aerogerador e não tinham em consideração os impactos na operação do sistema de energia. Em caso de perturbação, estes parques eólicos, que têm o relé de mínimo de tensão regulado para valores de tensão relativamente alto (entre 0,8 e 0,85 p.u), eram desligados da rede de forma a protegerem os aerogeradores, pois não era requerido que contribuíssem para a estabilidade do sistema. O relé de mínimo de tensão é definido de acordo com as instruções do fabricante relativamente a máquina, situando-se num valor entre 0,8 p.u. e 0,85 p.u.. Nesta dissertação considera-se 0,85 p.u. o valor mínimo de tensão.

Como a injeção de potência proveniente de parques eólicos aumentou significativamente, o operador da rede começou a sentir diferentes problemas entre os quais se destaca problemas de estabilidade. Estes problemas na rede conduziram a uma reavaliação dos regulamentos da rede relativamente à ligação dos parques eólicos à mesma. Os requisitos de capacidade de sobrevivência a cavas de tensão e de capacidade de injeção de corrente reativa durante e após a ocorrência do defeito surgiram desta reavaliação.

Com a imposição destes novos requisitos, os aerogeradores que até aqui eram constituídos por geradores de indução de rotor em gaiola de esquilo (de velocidade fixa) começaram a ser substituídos por novas tecnologias pois estes deixaram de cumprir com os requisitos impostos. Destas novas tecnologias destacam-se o gerador de indução duplamente alimentado e o gerador síncrono de ímanes permanentes.

No entanto, nos dias de hoje, os parques eólicos baseados em geradores de indução de rotor em gaiola de esquilo ainda representam a uma percentagem significativa da total capacidade de energia eólica instalada [6], [7]. Tendo em conta a elevada produção de energia eólica, a rede elétrica encontra-se com menos capacidade de suprir a energia reativa que os parques eólicos de rotor em gaiola de esquilo absorvem durante um defeito, comprometendo a recuperação da tensão e a estabilidade do sistema elétrico de energia.

Para melhorar o desempenho destes parques eólicos, de modo a não saírem tão facilmente de serviço sempre que surge um defeito na rede, poderão ser instalados à saída dos parques

eólicos dispositivos FACTS (*Flexible AC Transmission System*), que possuem capacidade de injeção de potência reativa a fim de proporcionar um melhor comportamento dinâmico aos parques eólicos com geradores de indução de rotor em gaiola de esquilo. Dos dispositivos FACTS destacam-se pelo seu desempenho o *Static Synchronous Compensator* (STATCOM) e o *Static Var Compensator* (SVC). De entre estes dois dispositivos, optou-se pela escolha do STATCOM, pois este é mais eficaz que o SVC, quando ocorre uma queda de tensão e é necessário injetar potência reativa de modo a suportar a tensão [8].

Para o dimensionamento adequado dos dispositivos STATCOM, de modo a garantir que sejam capazes de evitar que os parques eólicos com geradores de indução convencional saiam de serviço sempre que ocorre um defeito, existe um conjunto de características elétricas do local de instalação, como a potência de curto-circuito da rede na subestação que faz a ligação do parque à rede de transporte, o comprimento da linha que liga a subestação ao posto de transformação, potência instalada no parque, entre outros, que influenciam esse mesmo dimensionamento. Foi este último ponto que norteou o trabalho desenvolvido nesta dissertação.

1.1 Objetivos

A dissertação desenvolvida tem como objetivos principais:

- Compreender as vantagens do uso do STATCOM para garantir que não ocorra saída de serviço dos parques eólicos constituídos por geradores de indução convencionais, perante a ocorrência de quedas de tensão na rede de transmissão;
- Estudar de que modo as características elétricas do local de instalação de um STATCOM influenciam a potência necessária do STATCOM, para que este seja capaz de fornecer suporte de tensão adequado a parques eólicos constituído por geradores de indução convencional, durante a ocorrência de quedas de tensão na rede de transmissão;
- Analisar a viabilidade de se obter uma relação matemática entre a potência necessária do STATCOM e as características elétricas do local de instalação estudados.

1.2 Organização da Dissertação

Esta dissertação é constituída por 6 capítulos, a que se acrescentam as referências e os anexos.

No capítulo 1 encontra-se a introdução do trabalho, onde se realiza o enquadramento da dissertação desenvolvida, os objetivos propostos e a estruturação deste mesmo documento.

O capítulo 2 aborda o estado da arte no que respeita às tecnologias dos aerogeradores mais utilizadas em parques eólicos, detalhando o comportamento do aerogerador constituído por gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo perante curtos-circuitos. Apresenta-se os regulamentos existentes que os novos parques eólicos são obrigados a cumprir. São ainda

apresentados os dispositivos FACTS e analisados mais pormenorizadamente os dispositivos paralelo, STATCOM e SVC.

No capítulo 3 expõe-se a modelização dos elementos utilizados na rede de estudo desta dissertação, dando-se mais ênfase ao modelo do gerador de indução em rotor de gaiola de esquilo e ao dispositivo STATCOM.

O capítulo 4 é dedicado à apresentação do caso de estudo bem como da metodologia aplicada ao mesmo, de modo a perceber como os diferentes elementos influenciam o dimensionamento do STATCOM.

No capítulo 5 serão apresentados os resultados obtidos da aplicação da metodologia simulada em ambiente MATLAB/Simulink. Também será apresentado um estudo sobre a existência de viabilidade de relação matemática entre a potência necessária do STATCOM e as características elétricas do local de instalação.

No capítulo 6 são apresentadas as conclusões finais do trabalho desenvolvido e são sugeridas algumas propostas a desenvolver no futuro.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 Introdução

O presente capítulo tem como objetivo apresentar a informação mais relevante da pesquisa bibliografia de modo a contextualizar o trabalho desenvolvido.

Este capítulo inicia-se, na secção 2.2, abordando e caracterizando as principais tecnologias de aerogeradores existentes para converter a energia do vento em energia elétrica. Segue-se, na secção 2.3, uma análise detalhada do comportamento perante cavas de tensão do aerogerador com gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo.

De seguida, na secção 2.4, analisam-se os requisitos técnicos de ligação à rede elétrica portuguesa, dando-se especial ênfase aos requisitos requeridos durante as perturbações. Entre estes requisitos destaca-se a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão provocadas por defeitos.

Por fim, na secção 2.5, apresenta-se os equipamentos FACTS, destacando-se os dispositivos paralelo, o SVC e o STACOM. Estes dispositivos caracterizam-se pela sua capacidade de injeção de potência reativa, auxiliando os parques eólicos a suportar a tensão aos seus terminais. De modo a perceber qual dos dispositivos paralelo oferece melhor estabilidade do sistema durante e depois das perturbações efetua-se uma comparação entre os dois dispositivos.

2.2 Principais Tecnologias de Aerogeradores

O princípio de funcionamento de um aerogerador consiste na transformação de parte da energia cinética do vento em energia mecânica através do rotor. Por sua vez, a energia mecânica é transformada em energia elétrica através de um gerador elétrico. O princípio de funcionamento é apresentado na Figura 2.1.

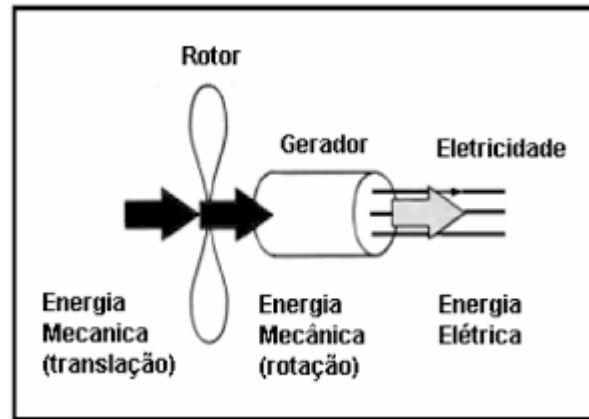


Figura 2.1 - Princípio de funcionamento de um aerogerador [9]

Este processo embora pareça bastante simples, é um sistema complexo que, para ser compreendido, é necessário aplicar conhecimentos de diferentes áreas, como engenharia elétrica, mecânica, de controlo e aerodinâmica.

Antes de abordar os diferentes tipos de aerogeradores, será feita referência aos sistemas de controlo da velocidade das turbinas eólicas mais utilizados. Este tipo de sistemas permite controlar a energia cinética do vento que é transmitida ao rotor da máquina de modo a evitar danos no sistema mecânico. Este controlo pode ser do tipo:

- *pitch* - consiste em mudar o ângulo de ataque das pás de forma a reduzir a potência extraída do vento, sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido a um aumento do vento. Neste tipo de controlo, os ângulos das pás podem variar entre 0° e 90° ;
- *stall-ativo* - tal como o ângulo *pitch*, consiste em mudar o ângulo de ataque das pás com a mesma finalidade, sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, mas neste tipo de controlo movem-se as pás na direção oposta daquela que o controlo *pitch* faria. Este tipo de controlo aumenta o ângulo de ataque das pás da turbina eólica no sentido de fazer aumentar a força de arrasto, desperdiçando assim o excesso de energia cinética do vento. Relativamente ao ângulo das pás neste controlo, o mesmo pode variar entre 0° e -6° ;
- *stall-passivo* - neste tipo de controlo, as pás estão aparafusadas ao rotor segundo um ângulo fixo de modo a que, no momento em que a potência nominal é ultrapassada, seja criada uma turbulência na parte de trás das pás. A força de sustentação, que é responsável pelo movimento das pás, devido a turbulência criada cai drasticamente e conseqüentemente diminui a velocidade de rotação das mesmas.

Hoje em dia, nos parques eólicos são utilizados diferentes tipos de aerogeradores para produção de energia elétrica. Pode-se identificar dois tipos de aerogeradores ligados às redes elétricas: os aerogeradores de velocidade fixa e os aerogeradores de velocidade variável[10].

Os aerogeradores de velocidade fixa correspondem a:

- Geradores de indução de rotor em gaiola de esquilo (gerador de indução convencional).

Os aerogeradores de velocidade variável distinguem-se nos seguintes tipos:

- Geradores de indução duplamente alimentados;
- Conversor Integral.

Os aerogeradores com geradores de indução de rotor em gaiola de esquilo correspondiam à tecnologia mais utilizada no início da exploração do vento como forma de produzir energia elétrica [2]. Este indicador justificava-se pela sua robustez, simplicidade e baixo custo do gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo [2], [11]. Hoje em dia, os aerogeradores com geradores de indução duplamente alimentados e os aerogeradores com geradores síncronos de ímãs permanentes têm vindo gradualmente a substituir os aerogeradores de indução de rotor em gaiola de esquilo, pois permitem controlar a potência ativa e reativa.

Também devido à importância cada vez maior que a produção eólica tem vindo a assumir no setor elétrico mundial, são atualmente exigidos requisitos pelos operadores das redes aos centros eólicos que não é possível assegurar através de aerogeradores de indução convencional.

2.2.1 Aerogeradores com Gerador de Indução de rotor em gaiola de esquilo

Os aerogeradores com geradores de indução de rotor em gaiola de esquilo são designados como sistemas de velocidade fixa devido à sua operação a velocidade praticamente constante resultante da ligação direta do gerador de indução à rede elétrica. Nesta configuração a velocidade do rotor do gerador de indução é praticamente fixa e definida pela frequência da rede, tendo em conta o número de pólos e o limite de variação do deslizamento (1% a 2% em relação ao deslizamento nominal), independentemente da velocidade do vento incidente nas pás. O deslizamento define-se como sendo a diferença relativa entre a velocidade de sincronismo e a velocidade do rotor [12].

Este tipo de tecnologia utiliza uma caixa de velocidades para realizar a ligação entre o rotor da turbina e o gerador, como se visualiza na Figura 2.2. A caixa de velocidades neste sistema de conversão de energia tem a função de sincronizar a energia mecânica do gerador com a energia mecânica fornecida pela turbina de modo a atingirem o ponto ótimo de funcionamento e extrair o máximo de energia do sistema.

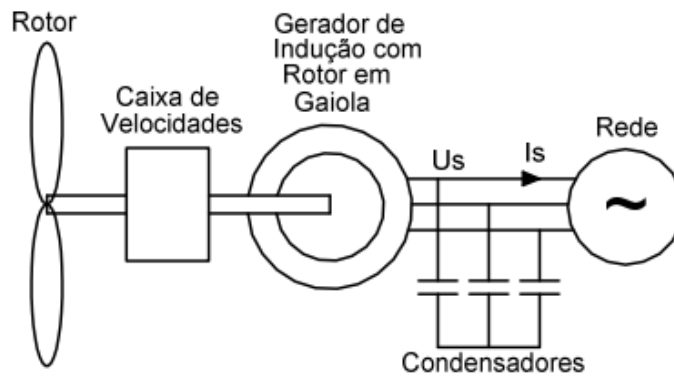


Figura 2.2 - Esquema do aerogerador com gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo

Como principais vantagens, este tipo de tecnologia apresenta a simplicidade e a robustez, bem como um baixo custo de investimento quando comparado com outros tipos de tecnologias existentes. Como principais desvantagens, apresenta a incapacidade de controlo de potência ativa e reativa, o seu funcionamento a velocidade praticamente constante e o facto de que a qualidade de energia produzida refletir os efeitos da variabilidade do recurso [12].

Uma das características do gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo reside no facto de não possuir circuito de excitação. Como não possui este circuito, o gerador absorve sempre potência reativa da rede elétrica para que seja criado e sustentado o campo magnético necessário ao seu funcionamento [3]. Para compensar parcialmente ou totalmente a energia reativa consumida por este tipo de gerador, são colocadas localmente baterias de condensadores. A potência reativa produzida pelas baterias de condensadores depende da tensão que se encontra aos seus terminais.

O comportamento deste tipo de aerogerador face a uma queda de tensão após a ocorrência de um curto-circuito é um dos principais problemas que apresenta. Na secção 2.3 do presente capítulo será explicado com mais detalhes o comportamento deste aerogerador em caso de curto-circuitos.

2.2.2 Aerogeradores com Gerador de Indução Duplamente Alimentados

Os aerogeradores com gerador de indução duplamente alimentados, definidos como *Double Fed Induction Generator* (DFIG) na literatura anglo-saxónica, são designados desta forma por serem alimentados simultaneamente pelo estator e pelo rotor.

Este tipo de tecnologia caracteriza-se pela ligação direta do estator à rede elétrica e pela ligação do rotor à rede elétrica através de um conversor de eletrónica de potência AC/DC/AC. Outro dos aspetos característicos desta tecnologia é serem constituídos por uma turbina com controlo de pitch, para limitar a potência mecânica.

Os conversores de eletrónica de potência utilizados neste tipo de tecnologia são necessários para fazer o desacoplamento entre a frequência do gerador e a frequência da rede, possibilitando o controlo da velocidade de rotação do gerador numa gama de variação alargada e desta forma aumentar a eficiência do sistema. Este tipo de sistemas de conversão apresentam

capacidades de funcionamento a velocidade variável, numa gama típica de velocidades de cerca de 25% da capacidade nominal do conjunto turbina/gerador, que permite um maior aproveitamento perante a variabilidade da velocidade do vento que se verifica na turbina eólica [13].

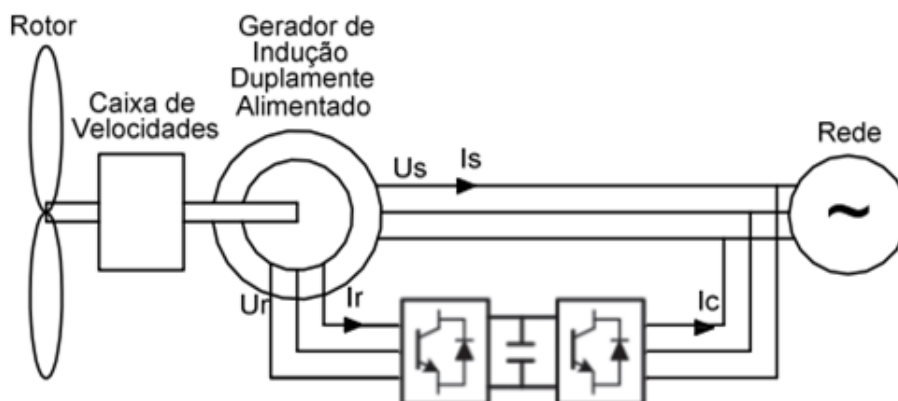


Figura 2.3 - Esquema do aerogerador com gerador de indução duplamente alimentado

O conversor de eletrónica de potência AC/DC/AC é constituído por dois conversores, como podemos constatar na Figura 2.3. Um conversor DC/AC do lado da rede que controla a tensão no barramento CC e que opera com a frequência do sistema elétrico, os 50Hz, impondo a frequência de saída do DFIG. E um outro conversor AC/DC do lado do gerador que controla a corrente do rotor, e deste modo a potência ativa e reativa injetada na rede [14]. O conversor AC/DC que liga ao rotor do DFIG trabalha com diferentes frequências. O mesmo conversor é responsável por injetar tensões ou correntes controladas no rotor da máquina partindo de estratégias de controlo pré-definidas. Esta tecnologia, tal como o aerogerador de indução convencional e pela mesma razão utiliza uma caixa de velocidades.

Os conversores usualmente utilizados são constituídos por *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) pois permitem a troca bidirecional de potência ativa entre o rotor e a rede elétrica. A troca bidirecional proporcionada pelo IGBT permite que este aerogerador funcione em modo de operação supersíncrono ou subsíncrono. O modo de operação supersíncrono corresponde à entrega de potência ativa da máquina à rede. Já o modo de operação subsíncrono corresponde à entrega da potência ativa da rede à máquina [15].

Alterando as estratégias de controlo do conversor de eletrónica de potência, é possível colocar o gerador a produzir a potência ativa correspondente à potência máxima extraída da turbina eólica ou a realizar compensação de potência reativa para a rede elétrica, aspeto importante em situações de curto-circuito.

Este tipo de tecnologia, além de ter a capacidade de funcionamento a velocidade variável numa gama típica de cerca de 25% em torno da velocidade de sincronismo, também apresenta como vantagens a capacidade de controlo da potência ativa e reativa e aumento da eficiência. Por outro lado, apresenta como desvantagens o parcial desacoplamento entre o aerogerador e a rede elétrica, tornando o aerogerador mais sensível aos defeitos na rede elétrica. Outra das

desvantagens deste tipo de tecnologia é a necessidade de um sistema de proteção para o conversor de forma a protegê-lo de correntes de defeito elevadas que se verificam no rotor quando ocorre um curto-circuito [12].

2.2.3 Aerogeradores com Conversor Integral

Os aerogeradores com conversor integral são designados como sistemas de velocidade variável com conversor integral. O gerador mais utilizado neste tipo de tecnologia é o gerador síncrono de ímãs permanentes denominado na literatura anglo-saxónica de *Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG). O conversor integral usado neste tipo de tecnologia é constituído por dois conversores, um conversor ligado ao estator do gerador e o outro ligado à rede elétrica, como se pode verificar na Figura 2.4 [16].

O conversor integral tem como função realizar o desacoplamento quase total entre as frequências da rede e do gerador, permitindo deste modo, alargar a gama de variação de velocidade. Este aerogerador tem uma variação de velocidade entre 0% e 100% da velocidade nominal de rotação permitindo-lhe ter uma maior eficiência para os vários regimes de vento [12]. O conversor ligado à rede elétrica tem como função a transferência de potência ativa e reativa entre a rede elétrica e o gerador. O conversor ligado ao estator do gerador tem a função de controlar o binário da máquina e desta forma controlar a velocidade de rotação da mesma [12].

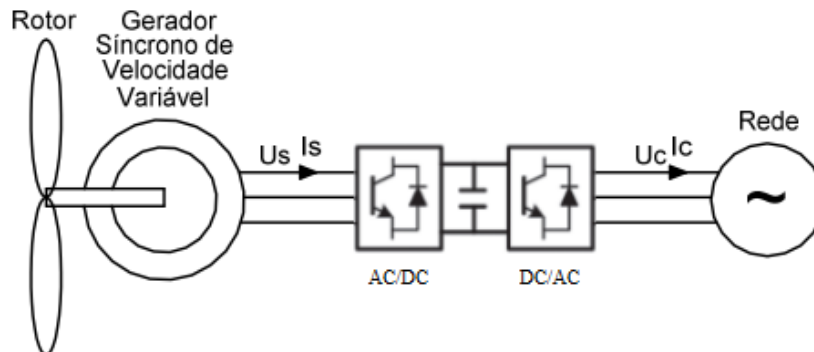


Figura 2.4 - Esquema do aerogerador com gerador síncrono

O gerador síncrono caracteriza-se pelo elevado número de pares de polos e a sua baixa velocidade de rotação permitindo a não utilização de caixa de velocidades. Outro dos aspetos caracterizantes desta tecnologia é o uso de turbinas com controlo de pitch ou stall-ativo para ajuste dos ângulos das pás de forma a captar a máxima energia do vento.

A grande vantagem do uso dos conversores de eletrónica de potência neste tipo de sistema eólico é o desacoplamento quase total entre a rede elétrica e o gerador, assim quando ocorre um defeito na rede elétrica perturbará muito pouco ou nada o gerador[16]. Outras das vantagens prende-se com o facto da eliminação da caixa de velocidades permitindo o melhoramento da eficiência, a redução de custos associada à manutenção da mesma e a redução do peso do aerogerador [12].

Como desvantagens este tipo de tecnologia apresenta o facto de os conversores presentes na saída do gerador terem de ser dimensionados de acordo com a potência nominal do conjunto turbina/gerador, encarecendo bastante este tipo de tecnologia. O elevado número de pares de polos do gerador provoca com que o diâmetro do gerador elétrico seja maior e desta forma que as cabinas onde se inserem os mesmos sejam maiores, sendo esta outra desvantagem associada a esta tecnologia.

Com os recentes avanços tecnológicos, as desvantagens que tenderiam a limitar o uso de aerogeradores com geradores de ímanes permanentes, devido aos custos elevados tem vindo a ser eliminadas [12].

2.2.4 Outras Tecnologias de Aerogeradores

Nas seções anteriores abordaram-se os tipos de tecnologia que são utilizados mais usualmente, mas existem outras tecnologias de aerogeradores que também são exploradas mas em menor escala. Neste grupo destacam-se o gerador de relutância, o gerador de alta voltagem e o gerador de fluxo transversal [17]. Estas tecnologias podem ser ligadas à rede elétrica a partir de diferentes configurações de conversores eletrónicos.

2.3 Comportamento do Aerogerador com Gerador de Indução de rotor em gaiola de esquilo em caso de Curto-Circuitos

Nesta dissertação é essencial entender o comportamento dinâmico do aerogerador com gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo perante curto-circuitos. Posto isto, será realizada uma análise detalhada do seu comportamento nestas situações.

O gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo usado neste tipo de aerogeradores necessita de consumir uma quantidade significativa de potência reativa para alimentar o seu campo magnético imprescindível ao seu funcionamento [11], [18].

Quando uma cava de tensão provocada por um curto-circuito é sentida aos terminais desta máquina, o campo magnético desmagnetiza e o rotor tende a aumentar a velocidade. Toda a potência reativa do campo magnético é injetada pelo gerador para tentar segurar a tensão. Ao mesmo tempo, a potência ativa entregue à rede reduz significativamente, bem como o binário eletromagnético, enquanto o binário mecânico permanece praticamente constante. Devido ao desequilíbrio de binários, o rotor tenderá a acelerar [3], [19].

Quando o defeito é eliminado o gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo requer um elevado consumo de potência reativa para voltar a criar o seu circuito magnético de forma a tentar recuperar a corrente injetada, e por consequência equilibrar o binário eletromagnético com o binário mecânico, recuperando para a sua condição normal de operação [19], [18]. Se o elevado consumo de potência reativa necessário para voltar a magnetizar o campo magnético não estiver disponível, o gerador irá acelerar continuamente e terá de ser desligado.

Embora se utilizem baterias de condensadores para compensar parte, ou toda, da potência reativa solicitada pelo gerador de indução, as mesmas pouco contribuem para atenuar o elevado consumo dessa potência, devido à redução da tensão aos seus terminais [20]. Nesta situação, a potência reativa requerida é procedente da rede elétrica.

Os aerogeradores com esta tecnologia normalmente são desligados da rede através da atuação do relé de mínimo de tensão, que se encontra regulado normalmente para disparar quando a tensão atinge valores inferiores a 0,85 p.u. (valor definido pelo fabricante) ou do relé de máximo de velocidade, que atua quando os binários eletromagnético e mecânico não se equilibram. Estes aerogeradores facilmente são desligados pois tem o relé de mínimo de tensão regulado para um valor elevado que desta forma evita acréscimos de fadigas térmicas e mecânicas não desejáveis que seriam causadas se o gerador permanece em operação durante o defeito [21].

Este tipo de tecnologia como não possui conversores de eletrónica de potência não consegue ajudar na regulação da tensão da rede elétrica durante e após o curto-circuito.

O valor da potência de curto-circuito no ponto de interligação dos aerogeradores tem um contributo relevante na capacidade do sistema elétrico em alimentar a energia requerida pelos parques eólicos convencionais, de modo a garantir os níveis mínimos de tensão [20].

Em relação ao comportamento deste tipo de aerogerador perante curto-circuitos pode-se concluir que não tem capacidade de participar na regulação de tensão, antes pelo contrário, durante a perturbação, este tipo de máquina tem um consumo elevado de energia reativa o que pode levar ao colapso da tensão. Além disso, este tipo de aerogeradores normalmente saem de serviço provocando a perda de potência ativa para o sistema. Se um parque eólico for constituído por este tipo de tecnologia e estiver a injetar na rede uma quantidade elevada de potência ativa poderá originar graves problemas de estabilidade.

2.4 Requisitos técnicos de ligação à rede elétrica

Nos últimos anos, principalmente na última década, em Portugal verificava-se que os Operadores de Rede (OR) não imponham requisitos aos parques eólicos quando acontecia um curto-circuito na rede, tal como sucedia em muitos outros países com elevada produção eólica. Nesta época quase todos os parques eólicos instalados eram constituídos por geradores de indução convencionais que, como se viu na secção 2.3, não tinham capacidade de suportar cavas de tensão e saíam de serviço sempre que ocorria um curto-circuito na rede, provocando perdas de potência no sistema e respetiva queda de frequência. Nessa época, os parques eólicos instalados e que ainda hoje se encontram em serviço raramente ultrapassavam os 10 MW de potência total e toda a energia que produziam era injetada na rede elétrica, não estando sujeitos ao despacho.

O aumento dos níveis de penetração de energia eólica verificada originou a elaboração de requisitos técnicos específicos para a ligação dos parques eólicos à rede por parte dos OR. Pois cada vez que existia um curto-circuito e uma quantidade elevada de potência eólica estivesse a ser injetada na rede, provocava uma perda de potência considerável, de tal forma que começou a ameaçar a perda de estabilidade do sistema. Outros fatores como a imprevisibilidade de produção, a dificuldade de despacho devido à não regulação de produção e o congestionamento nos nós, também contribuíam para ameaçar a perda de estabilidade [20].

Estes fatores e os seus efeitos causados nos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) provocaram a imposição dos requisitos técnicos à produção eólica de modo a poderem ligar-se à rede elétrica. Estes requisitos técnicos exigidos aos novos parques eólicos que se queiram ligar à rede elétrica originou a criação dos *grid codes*, designados deste modo na literatura anglo-saxónica.

Nos *grid codes* estão definidos os requisitos exigidos aos novos parques eólicos, sendo alguns desses requisitos: controlo primário de frequência, capacidade de despacho em caso de ser necessário limitar temporariamente os níveis de produção eólica em situação de emergência, controlo da tensão e energia reativa e a capacidade de sobrevivência a cavas de tensão na sequência de defeitos.

Os novos códigos de rede impõe que os parques eólicos devem contribuir para o controlo do sistema de energia (frequência e tensão) tal como as centrais de produção convencionais, de modo a que o sistema de energia se mantenha estável e fiável.

Estes requisitos exigidos aos novos parques eólicos provocaram que os parques eólicos passassem a ser instalados com geradores de indução duplamente alimentados ou geradores síncronos de ímanes permanentes em vez dos geradores de indução convencional. Como se estudou na secção 2.2, estes geradores comparativamente com os geradores de indução convencional são capazes de fornecem potência reativa durante e após do defeito contribuindo para o suporte de tensão sendo capazes de cumprirem com os requisitos exigidos aos mesmos.

De seguida, são apresentados os principais requisitos exigidos, durante os defeitos, aos novos parques eólicos instalados em Portugal.

2.4.1 Desvio de frequência

Em Portugal, é de notar que existem dois regulamentos: o regulamento da rede de transporte e o regulamento da rede de distribuição. Relativamente ao desvio de frequência, o regulamento da rede de transporte define que as instalações de produção eólica devem suportar desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz sem se desligarem da rede[22]. Já o regulamento da rede de distribuição define o mesmo mas apenas se aplica aos parques eólicos com potência instalada superior a 6 MVA [23].

Relativamente ao sistema de proteção e controlo dos geradores eólicos, os regulamentos definem que a função de mínimo de frequência é regulamentada para o valor 47,5 HZ e a função de máximo de frequência é regulada para 51,5 HZ [22], [23].

2.4.2 Capacidade de sobrevivência a cavas de tensão provocadas por defeitos

A capacidade de suportar cavas de tensão pode ser definido como sendo a capacidade de um sistema de produção eólica se manter em operação perante o aparecimento de cavas de tensão resultantes de defeitos na rede e ainda contribuir para a melhoria das tensões da rede através da injeção de corrente reativa [24].

O regulamento da rede de transporte exige que “as instalações de produção eólica que se liguem a esta rede devem permanecer ligadas para cavas de tensão decorrentes de defeito trifásicos, bifásicos ou monofásicos sempre que a tensão, no enrolamento do lado da rede do transformador de interligação da instalação de produção eólica, esteja acima da curva apresentada na Figura 2.5, não podendo durante o defeito e na fase de recuperação consumir potência ativa ou reativa” [22]. O regulamento da rede de distribuição exige o mesmo e nas mesmas condições mas apenas para parques eólicos com potência instalada superior a 6 MVA [23].

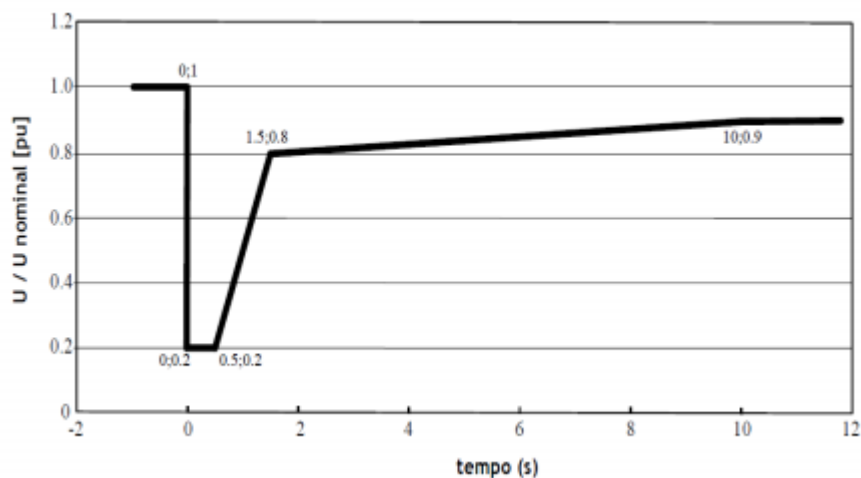


Figura 2.5 - Curva tensão-tempo da capacidade exigidas às instalações de produção eólica para suportarem cavas de tensão [22], [23]

De notar que a curva tensão-tempo da capacidade exigida é igual nos dois regulamentos.

Os dois regulamentos também exigem que após a eliminação do defeito e início da recuperação da tensão, a potência ativa produzida deve recuperar de acordo com uma taxa de crescimento por segundo não inferior a 5% da sua potência nominal.

Este requisito tem como objetivo evitar que os geradores eólicos saiam de serviço sempre que apareça um curto-circuito na rede elétrica, reduzindo assim as perturbações na mesma. Outro dos objetivos pretendidos é evitar um apagão, quando o defeito for eliminado devido ao desequilíbrio entre a produção e o consumo.

Para os parques eólicos existentes antes da implementação dos regulamentos existem diferentes soluções que os permitem capacitar com este requisito. As soluções podem ser do tipo intrínsecas, externas ou mistas. As soluções intrínsecas consiste em recorrer ao melhoramento dos sistemas de controlo, se a máquina o possuir. As soluções externas consistem na instalação de equipamentos externos aos aerogeradores que sejam capazes de fornecer essa capacidade (FACTS). A solução mista consiste no uso de soluções intrínsecas e externas.

2.4.3 Fornecimento de corrente reativa durante cavas de tensão

Durante situações de cavas de tensões provocadas por defeitos existe outro requisito técnico exigido que acompanha a capacidade de suportar cavas de tensão. Esse requisito é o fornecimento de corrente reativa por parte do parque eólico.

Relativamente ao fornecimento de corrente reativa durante cavas de tensão, o regulamento da rede de transporte exige que as instalações de produção eólica devem fornecer corrente reativa durante cavas de tensão, de acordo com a Figura 2.6, de modo a contribuírem para o suporte da tensão da rede [22]. Já o regulamento da rede de distribuição impõe o mesmo que o regulamento de transporte mas apenas para parques eólicos com potência instalada superior a 6 MVA [23]. Os respetivos regulamentos também definem que os parques eólicos devem iniciar o cumprimento desta curva de produção mínima de corrente reativa durante cavas de tensão com um atraso máximo de 50 ms após a deteção da cava de tensão [22], [23].

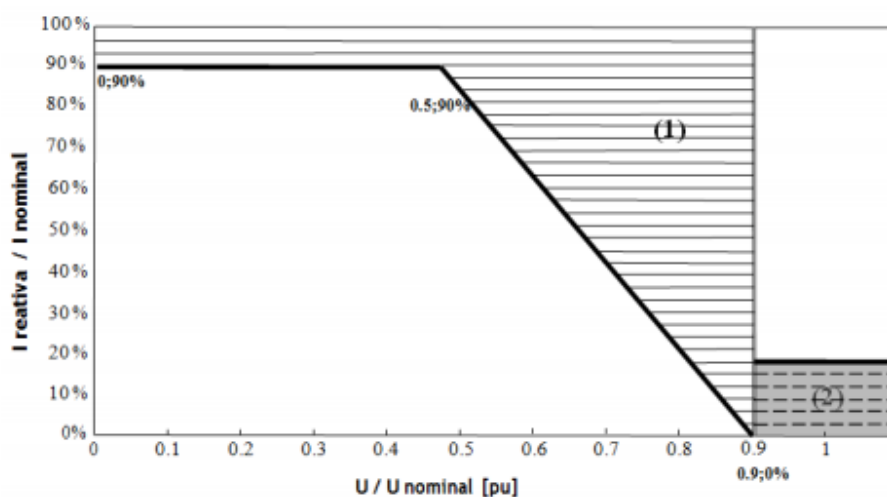


Figura 2.6 - Curva de fornecimento de potência reativa pelas instalações de produção eólica durante cavas de tensão [22], [23]

A curva apresentada em cima, define a percentagem de corrente reativa em função da corrente nominal que deverá alimentar a rede de acordo com o valor da tensão aos terminais do parque eólico. Na mesma curva encontram-se definidas duas zonas. A zona 1 corresponde a situações de defeitos e recuperação, para valores de tensão aos terminais do parque inferiores a 90% da tensão nominal. O parque eólico deverá fornecer à rede em cada instante, uma quantidade de energia reativa que se situe dentro desta zona de acordo com os valores de

tensão aos terminais do parque. A zona 2 corresponde ao regime de funcionamento estacionário estando a tensão aos terminais do parque acima dos 90% da tensão nominal, devendo o parque fornecer corrente reativa de acordo com o regime em que se encontra (horas de cheias e de pontas ou horas de vazio e de super-vazio).

A injeção de energia reativa exigida aos parques eólicos visa atenuar as quedas de tensão provocadas por curto-circuitos. Deste modo, os aerogeradores ao fornecerem este serviço à rede estão a ajudar a restabelecer a tensão para os valores nominais e conseqüentemente a evitar que se perca a estabilidade da rede elétrica.

2.5 FACTS

Na secção 2.3 abordou-se o comportamento dos aerogeradores com gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo perante cava de tensão provocadas por curto-circuito e constatou-se que não possuem capacidade de sobrevivência a cavas de tensão bem como não têm capacidade de ajudar a rede elétrica a suportar a tensão. Na secção 2.4.2 analisou-se a capacidade de suportar cavas de tensão na sequência de defeitos imposta aos novos parques eólicos.

Para os parques eólicos existentes antes da implementação dos regulamentos, averiguou-se que estes saíam de serviço sempre que a tensão atinge valores inferiores a 0,85 p.u., não possuindo capacidade de sobrevivência a cavas de tensão. Nestas condições averiguou-se que existem, pelo menos, duas soluções para equipar os parques eólicos para cumprir este requisito: soluções intrínsecas e/ou soluções externas.

Relativamente aos parques eólicos equipados com geradores de indução convencionais apurou-se que os mesmos não possuem capacidade de sobrevivência, nem conseguem fornecer a mesma porque têm de sair de serviço quando a tensão passa abaixo de 0,85 p.u. de modo a proteger a máquina de fadigas térmicas e mecânicas não desejáveis. Uma das poucas hipóteses de os auxiliar de modo a não saírem de serviço é através da utilização de soluções externas que consigam suportar a tensão acima do limite definido. Um exemplo dessas soluções que permitem este auxílio são os equipamentos FACTS.

Os FACTS consistem em dispositivos de eletrónica de potência que foram desenvolvidos para tornar mais flexível a operação dos sistemas de transmissão, isto é, para aumentar o controlo e a capacidade de transferência de energia. Estes podem ser classificados de acordo com a forma de ligação em 3 grupos: dispositivos série, dispositivos *shunt* ou paralela e dispositivos híbridos.

De acordo com os 3 grupos definidos, os dispositivos FACTS podem agrupar-se do seguinte modo:

- Dispositivos série: *Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)*, *Thyristor Controlled Phase Angle Regulator (TCPAR)* e *Static Synchronous Series Source (SSSS)*;

- Dispositivos *shunt* ou paralelo: SVC e STATCOM;
- Dispositivos híbridos: *Unified Power Flow Controller* (UPFC).

De modo a enquadrar o surgimento de cada dispositivo FACTS, apresenta-se uma breve introdução histórica. O primeiro dispositivo de eletrónica de potência a ser incorporado num sistema elétrico era composto por reactâncias controladas por tirístores, também designado como *Thyristor Controlled Reactor* ou TCR. Em conjunto com um *Thyristor Switched Capacitor* (TSC), este dispositivo permite constituir um SVC [25].

O TCSC e o TCPAR desenvolveram-se a partir da introdução do controlo por tirístores nas capacidades série e nos reguladores desfasadores que tradicionalmente, realizam o controlo do trânsito de potências em redes de transmissão.

Com os avanços alcançados no desenvolvimento de componentes de eletrónica de potência, como os que resultaram no desenvolvimento de Gate Turn-Off Thyristors (GTO) e (IGBT), permitiram a construção de conversores com comutação forçada para aplicações de eletrónica de grande potência. Ao desenvolvimento referido, acompanhou-o o desenvolvimento dos dispositivos FACTS, surgindo dispositivos para efetuar compensação série, compensação paralela ou mesmo híbrida. Para efetuar compensação série, um dos dispositivos que surgiu, designa-se *Static Synchronous Series Source* (SSSS). Como dispositivo de compensação paralela surgiu o STATCOM. Da combinação de um STATCOM e um SSSS, interligados através de uma ligação composta por uma capacidade DC, surgiu um dispositivo híbrido designado *Unified Power Flow Controller* (UPFC) [25].

Dos dispositivos FACTS apresentados anteriormente, os dispositivos paralelo são os mais adequados para realizar controlo de tensão, isto porque, não obrigam a alterações na rede de forma a poder incorporá-los e ainda introduzem menos perdas. Tal como os dispositivos série e híbridos, este tipo de dispositivos fornecem suporte de tensão no ponto de interligação com a rede, tanto em regime permanente como em regime dinâmico. Em regime permanente, permitem o controlo de variáveis como a magnitude da tensão ou o trânsito de potências. Em regime dinâmico, os dispositivos procuram manter os valores de tensão dentro de valores aceitáveis de modo a que não provoquem a atuação das proteções de mínimo de tensão, durante os curto-circuitos e na fase de recuperação dos mesmos [25].

Além das funções apresentadas, ainda podem ser utilizados em sistema elétricos industriais, nomeadamente com os seguintes objetivos: mitigar o efeito nefasto provocado pelas cargas desequilibradas de sistemas elétricos ferroviários e o efeito *flicker* provocado por fornos de arco [25].

Os dispositivos paralelo, SVC e STATCOM, serão detalhados nas secções seguintes visto que, são os que apresentam melhores características para realizar o suporte de tensão durante e após

a ocorrência de defeitos de modo a evitar uma descida tão abrupta da tensão e consequentemente evitar, em várias ocasiões, a saída de serviço dos aerogeradores com geradores de indução convencional.

2.5.1 Dispositivo SVC

Tal como já foi referido na secção anterior, os SVC (Static Var Compensators) são constituídos por TCR e TSC. Os TCR fornecem uma variação contínua da reactância total *shunt* do SVC, enquanto os TSC permitem ligar e desligar a capacidade *shunt* sem a introdução de fenómenos transitórios. Os sistemas de controlo dos TCR e TSC são devidamente coordenados de modo a realizar uma variação contínua da susceptância total dos SVC. Além disso, o sistema TSC deverá incorporar uma banda morta de modo a evitar ligações ou desligações indesejadas.

Na Figura 2.7 representa-se uma configuração possível de um SVC, que contém um TCR em paralelo com dois TSC.

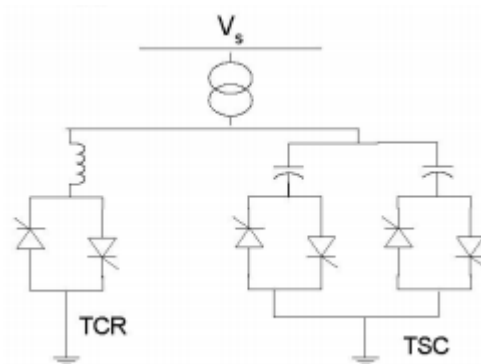


Figura 2.7 - Configuração possível de um SVC[8]

Um dos atributos principais de um SVC e que se apresenta como uma desvantagem para o mesmo, é o facto da sua capacidade de injeção de energia reativa depender do quadrado da tensão que se encontra aos terminais de ligação com a rede. Isto é, quando a tensão na rede se encontra em valores próximos de 1 p.u., o SVC consegue contribuir na sua máxima capacidade para o controlo de tensão e injetar o máximo de potência reativa que lhe é possível. Por outro lado, quando se verificam cavas de tensão na rede, o SVC vê a sua capacidade afetada [26]. Quanto maior for a cava de tensão provocada pelo curto-circuito, menor será a capacidade de resposta do SVC, como se poderá ver na secção 2.5.1.2.

2.5.1.1 Tecnologia

Nesta secção descreve-se as principais características de operação de um TCR e de um TSC de modo a perceber o modo de operação do SVC.

Thyristor Controlled Reator (TCR)

O TCR é constituído por uma bobine ligada em série com um interruptor formado por dois tirístores colocados em antiparalelo, permitindo uma comutação bidirecional como se constata

na Figura 2.7. Na Figura 2.8 apresenta-se o esquema trifásico de um TCR de seis pulsos que é composto por três fases ligadas em triângulo sendo cada uma fase composta por duas reactâncias e dois tirístores ligados em antiparalelo.

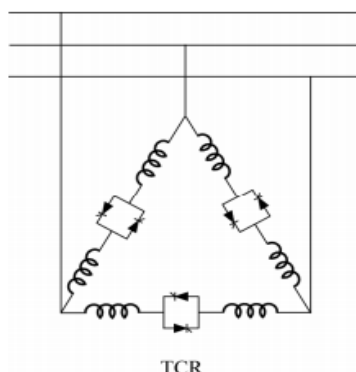


Figura 2.8 - Esquema trifásico de um TCR

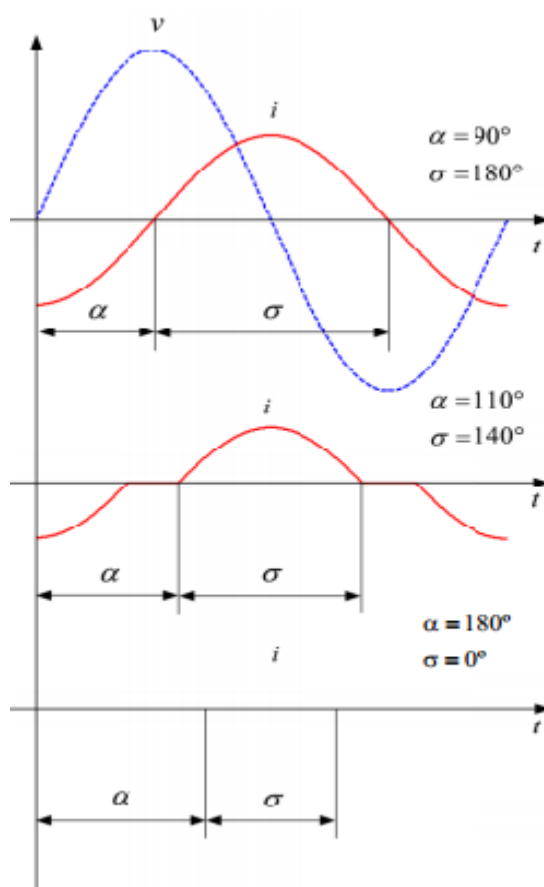


Figura 2.9 - Tensão e corrente numa fase de um TCR, em função do ângulo de disparo dos tirístores

A Figura 2.9 apresenta a evolução temporal do valor instantâneo da tensão (v) e corrente (i) numa fase do TCR da Figura 2.8, em função dos valores definidos para o ângulo de disparo α e o ângulo de condução σ . Os dois tiristores que se encontram em antiparalelo conduzem, de forma alternada, durante um intervalo de tempo que depende do valor atribuído ao ângulo de disparo α , sendo este, quem controla a potência reativa que é consumida pela reactância. Tal

como se observa na Figura 2.9, a medição deste ângulo tem origem na passagem da tensão por zero, sendo a relação entre os ângulos α e σ , dado por:

$$\sigma = 2 \cdot (\pi - \alpha) \quad (2.1)$$

A gama de controlo do TCR é definida pela gama de valores que é possível atribuir ao ângulo α , a qual corresponde valores compreendidos entre 90° e 180° . Deste modo, o TCR pode controlar o ajuste dos valores de potência reativa injetada ou absorvida quando desejar.

Thyristor Switched Capacitor (TSC)

O TSC é constituído por um condensador que se encontra ligado à rede através de tirístores. Neste dispositivo o ângulo de disparo dos tirístores é escolhido de modo a minimizar os fenómenos transitórios resultantes das ações de ligação e desligação. Estes fenómenos transitórios conseguem ser evitados, se a tensão aos terminais dos tirístores for nula no momento do disparo.

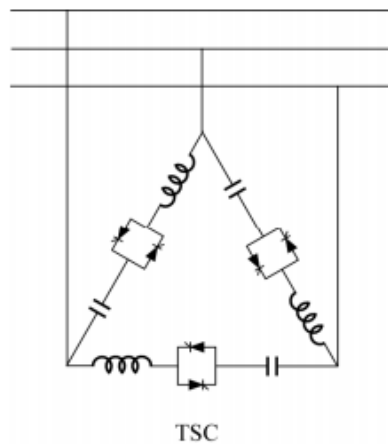


Figura 2.10 - Esquema trifásico de um TSC

Na Figura 2.10 apresenta-se o esquema trifásico de um TSC de seis pulsos, o qual é composto por três fases ligadas em triângulo sendo cada uma fase composta por uma reactância, um condensador e dois tirístores ligados em antiparalelo. Já na Figura 2.11, apresenta-se a evolução temporal do valor instantâneo da tensão (v), tensão no condensador (v_c) e corrente (i) numa fase do TSC para as situações em que o tiristor está ligado e desligado. De notar que, o tiristor é ligado quando a capacidade se encontra carregada com uma tensão correspondente a $+V$. Quando o tiristor desliga, a capacidade mantém-se carregada com uma tensão correspondente a $-V$.

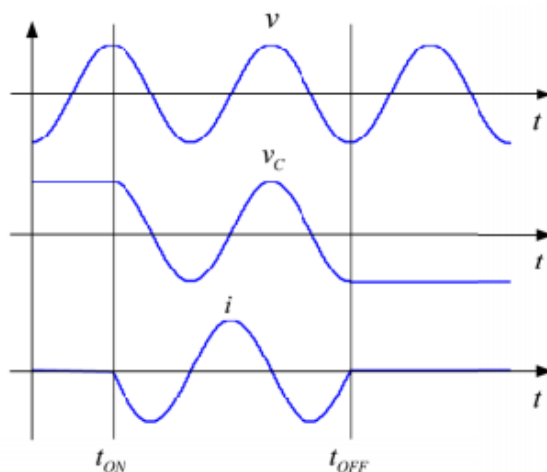


Figura 2.11 - Tensão instantânea, tensão no condensador e corrente numa fase de um TSC

2.5.1.2 Característica de funcionamento

A Figura 2.12 apresenta a característica de funcionamento de um SVC, ou seja a relação entre a tensão e a corrente do SVC.

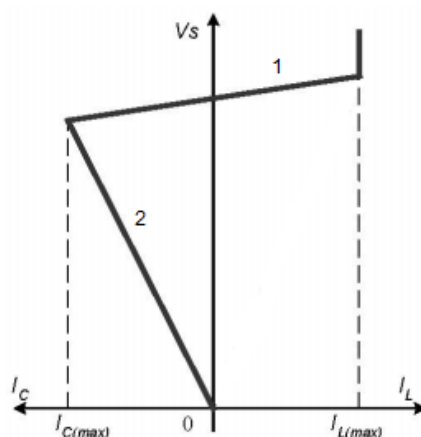


Figura 2.12 - Característica tensão-corrente do SVC[8]

Na Figura 2.12, $I_{C(MAX)}$ representa o valor máximo de corrente capacitiva que o SVC consegue injetar. Já $I_{L(MAX)}$ representa o valor máximo de corrente indutiva que o SVC consegue injetar. Corrente capacitiva corresponde a injeção de potência reativa e corrente indutiva corresponde a absorção de potência reativa.

Analisando a Figura 2.12, constata-se que dentro da gama de valores contidos entre o valor máximo e mínimo de corrente do SVC ($I_{C(MAX)}$ e $I_{L(MAX)}$), a relação entre a tensão (V) e a corrente (I) do dispositivo é ditada por uma reta (reta 1 na Figura 2.12) cuja inclinação corresponde ao inverso do ganho (K) do respetivo regulador de tensão. Esta reta atravessa o eixo das abcissas (eixo V_s), no ponto em que $V = V_{REF}$. Em regime permanente é nesta reta que se encontra o ponto de funcionamento do SVC.

Quando a tensão V ultrapassa um certo valor acima do valor de V_{REF} , ou seja, o valor de limite máximo, o SVC satura e comporta-se como uma reactância indutiva, absorvendo o

máximo possível de potência reativa. Por outro lado, quando a tensão V ultrapassa um certo valor abaixo do valor de V_{REF} , ou seja o valor de limite mínimo, o SVC vê a sua capacidade de injeção de potência reativa diminuída porque a mesma depende do quadrado da tensão que se verifica aos seus terminais. Quanto maior for a queda de tensão, menor será a capacidade de injeção de potência reativa do SVC, como se pode constatar pela reta 2 que define o comportamento do SVC.

2.5.2 Dispositivo STATCOM

O STATCOM (Static Synchronous Compensator), tal como o SVC, é um dispositivo eletrónico utilizado para regular a tensão no ponto de ligação através da produção ou consumo de energia reativa. Este dispositivo baseia-se em conversores controlados como fonte de tensão de comutação forçada, sendo capazes de fornecer correntes capacitivas ou indutivas.

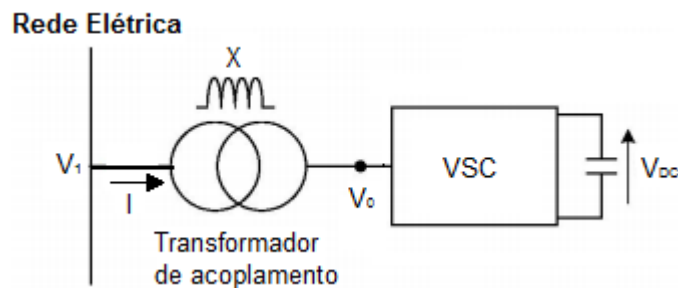


Figura 2.13 - Configuração típica de um STATCOM[8]

2.5.2.1 Tecnologia

O STATCOM é constituído pelo transformador de acoplamento, o inversor (VSC) e a fonte de corrente contínua, como se constata na Figura 2.13. O transformador de acoplamento é o responsável pela ligação do STATCOM à rede elétrica. Como fonte de corrente contínua utiliza um condensador DC, possuindo uma capacidade limitada de troca de potência ativa com a rede. As únicas trocas de potência ativa efetuadas são as necessárias para modificar o nível da tensão DC e para cobrir as próprias perdas. O inversor (VSC) converte a tensão DC de entrada em um conjunto de 3 fases de tensão de saída AC com amplitude e fase desejadas

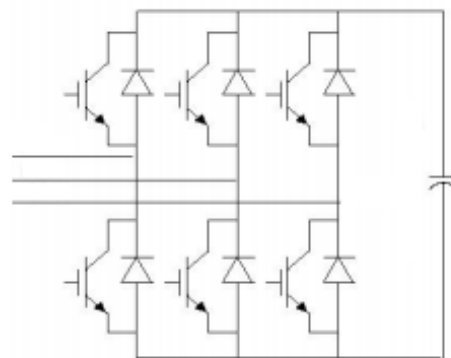


Figura 2.14 - Topologia de um conversor fonte de tensão com comutação forçada (STATCOM)[27]

A Figura 2.14 apresenta a topologia de um conversor fonte de tensão com comutação forçada. Esta estrutura de controlo a dois níveis é utilizada frequentemente em topologias de multinível em aplicações de elevados níveis de tensão e potência associado. Independentemente da topologia utilizada, estes dispositivos permitem um controlo independente da amplitude e fase da tensão que é sintetizada mediante a utilização de técnicas baseadas em *Pulse Width Modulation* (PWM). Desta forma, este tipo de dispositivos apresenta elevados níveis de controlabilidade e introduz um baixo conteúdo harmónico. O sistema de controlo de um STATCOM determina o fator de modelação e a fase do algoritmo PWM, sendo estes parâmetro obtidos a partir das componentes direta e em quadratura da tensão fornecida pelo STATCOM. Apesar de estas componentes corresponderem às grandezas de saída do STATCOM, estas são reguladas mediante o controlo da corrente nos conversores, de modo a se conseguir impor limites.

2.5.2.2 Caraterística de funcionamento

A caraterística de funcionamento de um STATCOM é apresentada na Figura 2.15.

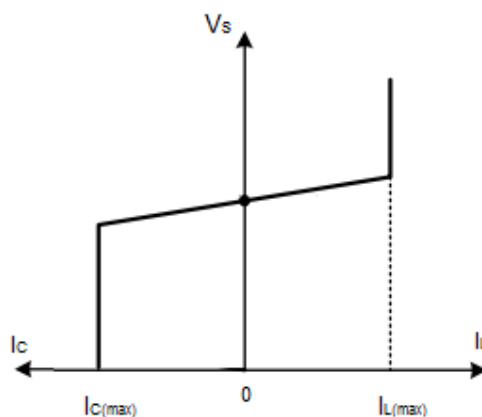


Figura 2.15 - Caraterística tensão-corrente do STATCOM[28]

Na Figura 2.15, $I_{C(MAX)}$ representa o valor máximo de corrente capacitiva que o STATCOM consegue injetar. Já $I_{L(MAX)}$ representa o valor máximo de corrente indutiva que o STATCOM consegue injetar.

Analisando a figura, constata-se que dentro da gama de valores contidos entre o valor máximo e mínimo de corrente do STATCOM ($I_{C(MAX)}$ e $I_{L(MAX)}$), a relação entre a tensão (V) e a corrente (I) do dispositivo é ditada por uma reta cuja inclinação corresponde ao inverso do ganho proporcional, K , do respetivo regulador de tensão. Esta reta atravessa o eixo das abcissas (eixo V_s), no ponto em que $V = V_{REF}$. Em regime de funcionamento normal da rede, é nesta reta que se encontra o ponto de funcionamento do STATCOM.

Quando a tensão V ultrapassa o valor de limite máximo ou o valor de limite mínimo definido, o STATCOM comporta-se como um dispositivo que fornece corrente constante. Se ultrapassa o limite máximo, fornece o máximo de corrente indutiva, ou seja consome o máximo de potência reativa para o qual está dimensionado o STATCOM. Se ultrapassa o limite mínimo, fornece o

máximo de corrente capacitiva, injetando o máximo de potência reativa. Contrariamente ao que sucede com o SVC, o STATCOM mantém a sua capacidade de injeção de corrente reativa igual quer seja para tensões elevadas ou para tensões reduzidas.

2.5.3 Comparação entre SVC e STATCOM

Na secção 2.5.1 e na secção 2.5.2 apresentou-se individualmente os tipos de FACTS que apresentam melhores características para garantir a segurança de operação em sistemas elétricos que exploram elevados valores de geração eólica, na ocorrência de defeitos. Nesta secção pretende-se fazer uma comparação entre os dois tipos de FACTS e perceber quais as vantagens e desvantagens que cada um apresenta perante o outro.

Analisando os custos associados a cada tecnologia verificamos que os mesmos podem ser divididos em duas categorias: despesas de investimento e despesas de exploração. Os custos que pertencem as despesas de investimento dependem obviamente das especificidades dos casos de aplicação. De modo geral, em [29] e [30], estes custos são avaliados aproximadamente em 40 \$/kvar para os SVC e em 50 \$/kvar para os STATCOM. As despesas de exploração incluem os custos de manutenção e as perdas. A referência [31] avalia a necessidade de manutenção a 1-2 pessoas-dia, por ano, para ambos os tipos de FACTS. Enquanto as perdas em carga são um pouco mais elevadas para os STATCOM (aprox. 1% contra 0,5% a 0,75% para os SVC) devido aos conversores de fonte de tensão, já as perdas em vazio são similares e iguais a 0,1% da S_n para as duas tecnologias.

Em termos de impactos sobre a qualidade da onda de tensão, os dispositivos de tipo SVC têm tendência a criar harmónicos de baixa frequência (de 5ª e 7ª ordens) enquanto a utilização de conversores multinível nos dispositivos STATCOM permite geralmente obter um sinal de melhor qualidade, com harmónicos de ordem mais elevada e de amplitude relativamente reduzidas [31].

Em termos de rapidez, a utilização de eletrónica de potência permite obter tempos de resposta muito baixos. Segundo [8], o tempo de resposta de um STATCOM é aproximadamente entre 5 a 10 ms enquanto o de um SVC é aproximadamente entre 20 a 25 ms.

Eficácia perante a ocorrência de cavas de tensão

Como já foi constatado, tanto o SVC como o STATCOM são capazes de fornecer injeção de corrente reativa durante e após a ocorrência de cavas de tensão na rede, evitando a descida tão acentuada da tensão e conseguindo em certos casos evitar que os aerogeradores saiam de serviço.

Analisando a Figura 2.12 e Figura 2.15, que correspondem respetivamente às características de funcionamento do SVC e do STATCOM, constatamos que o STATCOM apresenta melhores propriedades de funcionamento perante cavas de tensão que o SVC. Este facto deve-se à capacidade de injeção de corrente reativa do SVC perante cavas de tensão.

A capacidade de injeção de potência reativa do SVC depende do quadrado da tensão que se verifica aos seus terminais, precisamente a tensão da rede. Quando se verificam cavas de tensão, a capacidade de injeção de corrente reativa reduz proporcionalmente com a tensão [27].

Já a capacidade do STATCOM depende da diferença entre a tensão que se verifica na rede e a tensão de referência do conversor, sendo que a máxima corrente reativa injetada é apenas limitada pela capacidade do conversor e não pela variação da tensão na rede. Quando ocorre uma cava de tensão verifica-se que o STATCOM mantém a sua capacidade máxima de injeção de corrente reativa [2], [8].

2.6 Conclusões

Ao longo deste capítulo abordou-se as tecnologias de conversão de energia eólica mais utilizadas em parques eólicos destacando-se os aspetos mais relevantes de cada aerogerador. É de realçar que os parques eólicos compostos por aerogeradores com gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo têm vindo a ser substituídos por parques eólicos compostos por aerogeradores com geradores de indução duplamente alimentados e com conversor integral, pois estes tipos de tecnologia permitem controlar o funcionamento dos mesmos.

Seguiu-se uma análise pormenorizada de como reage o aerogerador composto por geradores de indução convencional perante cavas de tensão provocadas por defeitos, tendo em conta que este tipo de aerogerador é objeto de estudo nesta dissertação.

Foi exposto os requisitos técnicos que os novos parques eólicos tem de cumprir para se poderem ligar à rede elétrica, realçando os principais requisitos que os mesmos tem de cumprir durante e após a ocorrência de cava de tensão.

Para terminar este capítulo, efetuou-se uma análise aos equipamentos FACTS de onde se destacou o SVC e o STATCOM para auxiliar os parques eólicos a suportar a tensão. De entre estes dois equipamentos, conclui-se que o uso do STATCOM é mais vantajoso do que o uso do SVC para fornecer suporte de tensão.

Capítulo 3

Modelização do Sistema

3.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo abordar a modelização dinâmica dos diferentes componentes da rede de estudo, sendo dado especial destaque ao modelo representativo do aerogerador e ao modelo representativo do dispositivo FACTS, mais propriamente o STATCOM.

Neste capítulo é ainda realizada uma abordagem ao cruzamento entre o funcionamento do STATCOM com o funcionamento da rede elétrica e de que modo as condições da rede influenciam o STATCOM.

Toda a modelização da rede desenvolvida para o caso de estudo foi implementada em ambiente *MATLAB/Simulink*.

3.2 Modelo do Sistema Elétrico

Na análise da estabilidade transitória, os modelos matemáticos utilizados apresentam como característica principal o desprezo dos transitórios eletromagnéticos dos transformadores, das linhas e dos estatores das máquinas rotativas[32]. Esta característica é a explicação para a eliminação das equações diferenciais dos componentes referidos, passando a representar-se por equações algébricas cujas variáveis são os correspondentes fasores de tensão e corrente.

Deste modo, e segundo a referência [32], o comportamento dinâmico de um sistema elétrico pode ser descrito por um conjunto de equações diferenciais ordinárias e por um outro conjunto de equações algébricas.

$$x' = f(x, u) \quad (3.1)$$

$$y = g(x, u) \quad (3.2)$$

Onde,

x' - derivada em ordem ao tempo das variáveis de estado do sistema;

y - vetor das saídas;

u - entradas do sistema;

g - vetor das funções não lineares que relacionam as variáveis de estado e variáveis de entrada com as variáveis de saída.

A equação (3.1) representa as equações diferenciais que caracterizam o comportamento dos geradores, turbinas e outros dispositivos, assim como os controlos respetivos. A equação (3.2) representa as equações algébricas que descrevem o funcionamento do sistema elétrico. Uma sequência de alterações nas equações (3.1) e (3.2) descrevem uma perturbação do sistema.

3.3 Modelo do Gerador de Indução de rotor em gaiola de esquilo

A obtenção das características detalhadas dos aerogeradores apresenta-se como uma tarefa complicada, uma vez que os fabricantes destes elementos “escondem” recursos relevantes na construção dos aerogeradores de modo a conseguirem ter o melhor produto e assim estar um passo à frente da concorrência.

De acordo com os modelos disponíveis na literatura e não comprometendo a qualidade dos resultados, o modelo do gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo utilizado, para simular o funcionamento deste tipo de máquina implementada em aerogeradores eólicos, foi o modelo *Assynchronous Machine* da biblioteca *SimPowerSystems* do *MATLAB/Simulink*.

O modo de funcionamento deste modelo é definido pelo binário (T_e) aplicado e permite que funcione como motor ou gerador. Na Figura 3.1 está representado a relação entre o binário e o deslizamento/velocidade. Quando a velocidade se encontra entre 0 e a velocidade de sincronismo (n_s), o binário é positivo e a máquina funciona como motor. Quando a velocidade se encontra acima da velocidade de sincronismo, o binário é negativo assim como o deslizamento e a máquina opera como gerador. Para o caso de estudo desta dissertação, utiliza-se o modelo como gerador, ou seja, o deslizamento é negativo.

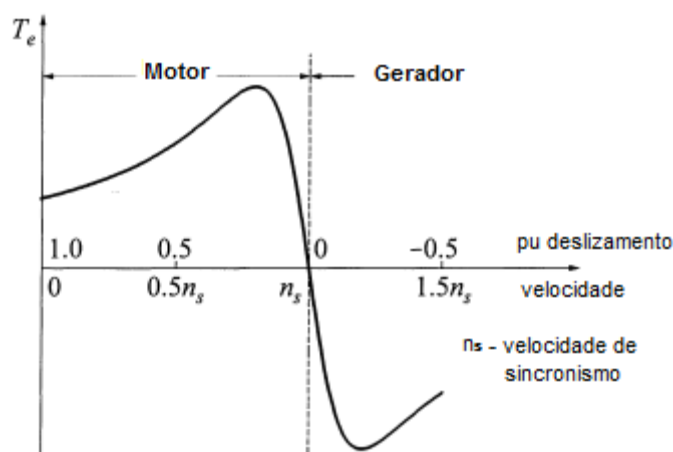


Figura 3.1 - Característica típica torque-velocidade da máquina de indução convencional

Outra característica relevante da máquina de indução convencional utilizada é a característica que relaciona a potência reativa com o deslizamento. Analisando a Figura 3.2,

facilmente se percebe que esta máquina consome sempre potência reativa para qualquer que seja o deslizamento. Quando a máquina de indução convencional opera como gerador e em regime normal de funcionamento, o deslizamento é negativo e encontra-se muito perto do deslizamento nulo. Neste regime de funcionamento, a máquina consome, praticamente a quantidade mínima de potência reativa requerida. Quando ocorre um curto-circuito, o deslizamento da máquina tende afastar-se do deslizamento nulo, provocando que a mesma consuma uma elevada quantidade de potência reativa.

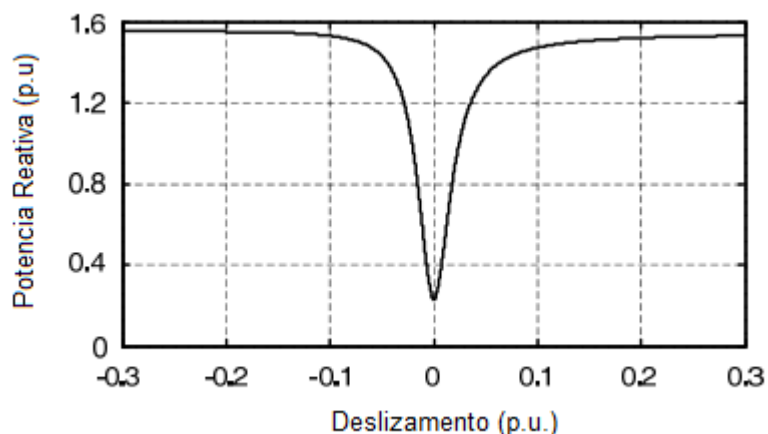


Figura 3.2 - Característica potência reativa-deslizamento da máquina de indução convencional

O modelo utilizado para o estudo baseia-se nos parâmetros do modelo em regime estacionário em T, que se apresenta na Figura 3.3.

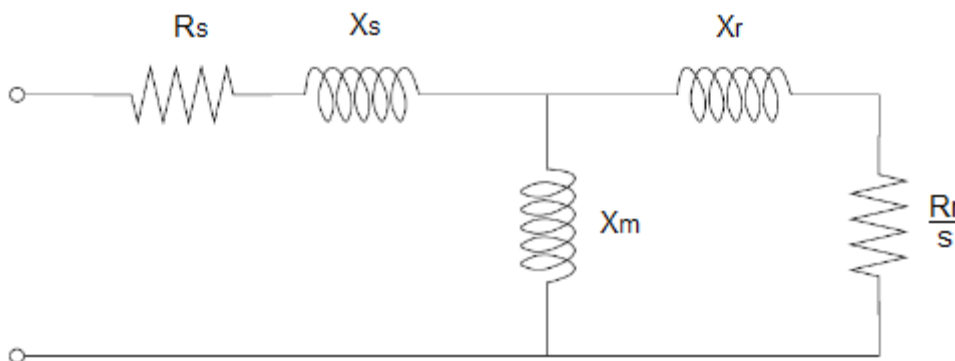


Figura 3.3 - Circuito equivalente da máquina de indução de rotor em gaiola de esquilo

Na Figura 3.3, os parâmetros do circuito equivalente correspondem a:

R_s e X_s - resistência e reatância no estator [Ω];

R_r e X_r - resistência e reatância no rotor [Ω];

X_m - reatância de magnetização [Ω];

s - deslizamento da máquina.

Na modelização da máquina de indução convencional, as equações que descrevem a mesma são transformadas para o referencial síncrono d-q, através da transformada de *Park*, de modo

a terem uma forma mais compacta e um tratamento matemático mais fácil. Relativamente ao referencial d-q, o eixo q encontra-se 90° adiantado ao eixo d na direcção de rotação.

O modelo dinâmico do gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo admite um conjunto de pressupostos e simplificações que permite reduzir o conjunto de dados do modelo e a sua complexidade sem comprometer a qualidade dos resultados em termos de comportamento dinâmico e de estabilidade transitória do SEE[10].

As equações eléctricas relativas ao gerador de indução são reduzidas de modo a que representem o gerador através de uma força eletromotriz atrás de uma reactância transitória[32].

O conjunto de equações que representam o estator do gerador de indução são as que se apresentam em baixo[32]. As tensões no rotor desta máquina são nulas.

$$v_d = -R_s i_d + X' i_q + e'_d \quad (3.3)$$

$$v_q = -R_s i_q - X' i_d + e'_q \quad (3.4)$$

Onde,

v_d e v_q - tensão no estator segundo eixo direto e em quadratura [V];

i_d e i_q - corrente no estator segundo eixo direto e em quadratura [A];

X' - reactância transitória [Ω];

e'_d e e'_q - força eletromotriz transitória do estator segundo eixo direto e em quadratura [V].

As equações eletromagnéticas da máquina são definidas pelas equações (3.4) e (3.5):

$$\frac{de'_d}{dt} = -\frac{1}{T'_0} \cdot [e'_d - (X' - X)i_q] + s \cdot \omega_{sin} \cdot e'_q \quad (3.5)$$

$$\frac{de'_q}{dt} = -\frac{1}{T'_0} \cdot [e'_q - (X - X')i_d] - s \cdot \omega_{sin} \cdot e'_d \quad (3.6)$$

Onde,

ω_{sin} - velocidade de sincronismo [rad/s];

X - reactância de circuito aberto [Ω];

T'_0 - constante de tempo transitória de circuito aberto [s];

s - deslizamento.

As variáveis X , X' , T'_0 e s são obtidas pelas seguintes expressões:

$$X' = X_s + \frac{(X_m X_r)}{(X_m + X_r)} \quad (3.7)$$

$$X' = X_s + X_m \quad (3.8)$$

$$T'_0 = \frac{X_m + X_r}{R_r} \quad (3.9)$$

$$s = \frac{\omega_{sin} - \omega_r}{\omega_{sin}} \quad (3.10)$$

Onde,

ω_r - velocidade angular do rotor [rad/s].

A reactância X' corresponde ao X_{eq} do modelo em T com o rotor travado enquanto a reactância X corresponde ao X_{eq} do modelo em T com o rotor em circuito aberto.