



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

KAYT NAZARÉ DO VALE MATOS

**CONTRIBUIÇÃO DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO APLICADO
EM UM PARQUE EÓLICO COMPOSTO DE AEROGERADORES DFIG À
ESTABILIDADE DE TENSÃO DE LONGO-PRAZO**

TD: 21 / 2019

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2019

KAYT NAZARÉ DO VALE MATOS

CONTRIBUIÇÃO DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO APLICADO EM
UM PARQUE EÓLICO COMPOSTO DE AEROGERADORES DFIG À ESTABILIDADE
DE TENSÃO DE LONGO-PRAZO

Tese apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Instituto de Tecnologia da Universidade Federal do Pará como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**“CONTRIBUIÇÃO DO CONTROLE SECUNDÁRIO DE TENSÃO APLICADO A UM
PARQUE EÓLICO COMPOSTO DE AEROGERADORES DFIG À ESTABILIDADE DE
TENSÃO DE LONGO-PRAZO”**

AUTORA: **KAYT NAZARE DO VALE MATOS**

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO
JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTORA EM ENGENHARIA
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 30/08/2019

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
(Orientador – PPGE/UFPA)

Prof.ª Dr.ª Carolina de Mattos Affonso
(Co-Orientadora – PPGE/UFPA)

Prof. Dr. Marcus Vinicius Alves Nunes
(Avaliador Interno – PPGE/UFPA)

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(Avaliador Interno – PPGE/UFPA)

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva
(Avaliador Externo – UNICAMP)

Prof. Dr. Rafael Rorato Londero
(Avaliador Externo – UTFPR)

VISTO:

Prof.ª Dr.ª Maria Emília de Lima Tostes
(Coordenadora do PPGE/ITEC/UFPA)

DEDICATÓRIA

Ao meu marido Dyego dos Anjos e aos meus filhos Maria Tereza, Kaleb Pedro, Antônio Lucas, Francisco Paulo e Ester Maria (no meu ventre) pela paciência e por estarem sempre ao meu lado me encorajando e dando forças.

AGRADECIMENTOS

Agradeço sobretudo à Deus por me conceder tudo o que foi necessário para a realização desta tese de doutorado, pois foi Ele que me deu saúde, força e coragem para não desistir, além de ter me dado pessoas sem as quais eu não teria conseguido finalizar este trabalho, tais como:

Meus pais, Pedro Paulo e Carmen Tereza, que em toda a minha vida estiveram ao meu lado, e me incentivaram sempre à estudar;

Minha família, meu esposo Dyego dos Anjos, e filhos Maria Tereza, Kaleb Pedro, Antônio Lucas, Francisco Paulo e Ester Maria, que está em meu ventre, pela paciência que tiveram e pela força de coragem que me deram para eu não desistir;

Minha tia Rosa Cristina por sempre estar disponível em me ajudar com os filhos;

Todos os meus familiares que ajudaram de forma direta ou indireta;

Meus amigos do laboratório que me ajudaram bastante em todas as etapas do desenvolvimento desta tese;

Meu orientador João Paulo que além de ter sido um ótimo orientador, foi um amigo, pois em todos os momentos me deu força e segurança para continuar este trabalho.

Minha co-orientadora Carolina que em muito contribuiu com sua competência e profissionalismo.

Obrigada Meu Deus!

RESUMO

Esta tese investiga o uso do controle secundário de tensão (CST) em um parque eólico composto de geradores de indução duplamente alimentados (DFIG) e seu efeito na estabilidade de tensão de longo-prazo. O parque eólico composto de várias turbinas eólicas é modelado como uma máquina DFIG equivalente. Primeiramente, o desempenho do CST aplicado ao parque eólico é comparado com o caso em que somente é utilizado o controle primário de tensão. Uma análise detalhada é conduzida através de simulações no domínio do tempo, considerando regimes de velocidade de vento alta e baixa, limites variáveis dos controles dos aerogeradores, cargas estática e dinâmica, bem como o modelo dinâmico do limitador de sobre corrente (OEL) e do comutador de tape sob carga (OLTC). Baseando-se nos resultados, o uso do CST em um parque eólico composto de aerogeradores DFIG pode postergar o colapso de tensão do sistema de potência. Além disso, uma situação adversa foi obtida mostrando que o CST pode levar o conversor do lado da rede (GSC) do DFIG a absorver potência reativa da rede elétrica e perder a capacidade de injetar reativos na rede. Assim, são propostas duas estratégias de controle auxiliares inseridas na malha de controle do GSC para impedir o fluxo inverso de reativos no GSC, bem como forçar o fornecimento de potência reativa para o sistema através do GSC. Os resultados indicam a eficácia das estratégias de controle auxiliares em postergar o colapso de tensão e aumentar a margem de estabilidade de tensão do sistema.

Palavras-Chave: Controle secundário de tensão. Gerador de indução duplamente alimentado. Parque eólico. Controladores auxiliares. Estabilidade de tensão de longo-prazo.

ABSTRACT

This thesis investigates the use of secondary voltage control (SVC) in a wind park based on doubly fed induction generator (DFIG) and its effect on long-term voltage stability. The wind park consists of several wind turbines is modeled as an DFIG equivalent model. Initially, the performance of the SVC applied to wind park is compared with the case when only the primary voltage control (PVC) is adopted. A detailed analysis is conducted with time-domain simulations, considering high and low wind speed regimes, control variable limits of wind generators, static and dynamic loads, as well as dynamic models of overexcitation limiter (OEL) and load tap changing (LTC) transformer. Based on the results, the use of secondary voltage control in a DFIG-based wind park can postpone long-term voltage collapse of power system. Further, an adverse situation was observed showing that SVC can lead the grid-side converter (GSC) of DFIG to absorb reactive power from the electric grid and lose the capability of injecting reactive power in the grid. Thus, two novel auxiliary control strategies inserted in the GSC control loop are presented to prevent reactive reverse flow in the GSC, as well as forcing the provision of reactive power to the system via the GSC. The results indicate the effectiveness of the auxiliary control strategies in postponing the voltage collapse and increase the voltage stability margin of the system.

Keywords: Secondary voltage control. Doubly fed induction generator. Wind park. Auxiliary controllers. Long-term voltage stability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 Capacidade Global de Energia Eólica e Aumento Anual nos Últimos 10 anos	15
Figura 1.2 Lista dos 10 Países com Maior Capacidade Eólica Instalada em 2018	16
Figura 2.1 Gerador de Indução em Gaiola Conectado Diretamente a Rede Elétrica	31
Figura 2.2 Configuração Básica do DFIG	33
Figura 2.3 Modelo Equivalente de Uma Turbina Eólica	35
Figura 3.1 Sistema de uma turbina eólica composta por DFIG	39
Figura 3.2 Esquema de Controle do DFIG	42
Figura 3.3 Modelo dos conversores e do link CC	43
Figura 3.4 Estratégia de controle do RSC	44
Figura 3.5 Malha de controle do RSC	45
(a) Malha de controle de potência ativa/velocidade do rotor	45
(b) Malha de controle da tensão terminal/fator de potência	45
Figura 3.6 Estratégia de Controle do GSC	46
Figura 3.7 Malhas de Controle do GSC	49
(a) Malha de controle da tensão do <i>link</i> CC	49
(b) Malha de controle de potência reativa	49
Figura 3.8 Modelo T equivalente do DFIG	50
Figura 3.9 Curva de capacidade do DFIG considerando o fator de potência unitário do GSC	60
Figura 4.1 Classificação Geral de Estabilidade de Sistemas de Potência	69
Figura 4.2 Sistema de Potência Elementar	72
Figura 4.3 Curva PV e definição da margem de estabilidade de tensão	74
Figura 4.4 Níveis hierárquicos do Controle Coordenado de Tensão	79
Figura 4.5 Diagrama de Blocos da Malha de Controle Secundário de Tensão	82
Figura 4.6 Malha de Controle da Tensão da Barra Piloto	82
Figura 4.7 Malha de Controle de Repartição de Reativo	83
Figura 4.8 Malha do Controle Secundário de Tensão	84
Figura 4.9 Estrutura hierárquica do Controle Coordenado de Tensão	86
Figura 5.1 Visão geral de um controle secundário de tensão aplicado a um parque eólico	90
Figura 5.2 Malha de controle do CST aplicada à malha de controle do RSC do DFIG	91
Figura 5.3 Sistema teste de 3 barras com um parque eólico composto de aerogeradores DFIG	92
Figura 5.4 Circuito Equivalente de um sistema teste de 3 barras com a inserção de um parque eólico	92
Figura 5.5 Curva PV para diferentes valores de referência da tensão terminal sob condições de velocidade de vento baixa	94
Figura 5.6 Circuito Equivalente do GSC	95
Figura 6.1 O Sistema Teste	99
Figura 6.2 Regimes de vento alto e baixo	100
Figura 6.3 Tensão da Barra 7	101
Figura 6.4 Tensão Terminal do DFIG	101
Figura 6.5 Componente da corrente do rotor I_{dr}	102
Figura 6.6 Potência Reativa Fornecida pelo Gerador Síncrono G3	102
Figura 6.7 Evolução do TAP do OLTC	103
Figura 6.8 Potência Reativa do GSC	105
Figura 6.9 Tensão terminal e tensão interna E_{t1} do GSC	106
Figura 6.10 Índice de modulação do GSC	106

Figura 6.11 Malha de Controle da Estratégia CFPR	108
Figura 6.12 Tensão do link CC	109
Figura 6.13 Tensão interna do GSC E_{TI} e tensão terminal do DFIG	109
Figura 6.14 Contenção do Fluxo Reverso de Potência Reativa	110
Figura 6.15 Tensão na barra 7 controlada remotamente com a Estratégia CFPR	110
Figura 6.16 Malha de Controle da Estratégia IMPR	112
Figura 6.17 Tensão do link CC	113
Figura 6.18 Tensão Terminal e Tensão Interna do GSC	114
Figura 6.19 Potência Reativa do GSC	114
Figura 6.20 Tensão na Barra 7	115
Figura 6.21 Tensão na Barra 7 para todos os casos	116
Figura 6.22 Curva PV para todos os casos	117

LISTA DE SIGLAS

ANAREDE	Programa de Análise de Redes
ANATEM	Análise de Transitórios Eletromecânicos
CFPR	Contenção do Fluxo de Potência Reativa
CIGRÉ	Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
CPT	Controle Primário de Tensão
CST	Controle Secundário de Tensão
CTT	Controle Terciário de Tensão
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
FRC	Full Rated Converter
GSC	Grid Side Converter
HVDC	High Voltage Direct Current
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IMPR	Injeção Máxima de Potência Reativa
JVC	Joint Voltage Control
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PWM	Pulse Width Modulation
MET	Margem de Estabilidade de Tensão
OEL	Over-Excitation Limiter
OLTC	On-Load Tap Changer
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RSC	Rotor Side Converter
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCIG	Squirell Cage Induction Generator
SIN	Sistema Interligado Nacional
UEL	Under-Excitation Limiter

SUMÁRIO

Capítulo 1 – Introdução	14
1.1 Considerações Iniciais.....	14
1.2 Objetivos da Tese.....	18
1.3 Revisão Bibliográfica.....	18
1.4 Contribuição da Tese.....	22
1.5 Organização da Tese	22
Capítulo 2 – Parques Eólicos.....	24
2.1 Considerações Iniciais.....	24
2.2 Geração de Energia Eólica	25
2.2.1 Turbinas Eólicas	25
2.2.1.1 Modelagem da Turbina Eólica	26
2.3 Sistemas Eólicos.....	29
2.3.1 Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa.....	29
2.3.2 Sistemas Eólicos de Velocidade Variável	30
2.3.3 Tipos de Aero geradores.....	31
2.3.3.1 Aero gerador de Indução em Gaiola de Esquilo (SCIG).....	31
2.3.3.2 Aero gerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG).....	32
2.3.3.3 Aero gerador Síncrono com Conversor de Plena Capacidade (FRC)	33
2.4 Modelagem de Grandes Parques Eólicos (AKHMATOV, 2003; SLOOTWEG, 2003) ..	34
2.4.1 Modelo Equivalente de Turbinas Eólicas de Velocidade Variável	35
2.4.2 Integração de Parques Eólicos em Sistemas de Potência (ANAYA-LARA, 2009)	36
2.5 Conclusão	37
Capítulo 3 – Controle do DFIG	38
3.1 Introdução	38
3.2 Representação Dinâmica do DFIG.....	38
3.3 Controle do DFIG	41
3.3.1 Controle Vetorial do DFIG.....	43

3.3.2 Controle do RSC.....	44
3.3.3 Controle do GSC	46
3.4 Limites das Variáveis dos Conversores RSC e GSC (LONDERO, 2014)	49
3.4.1 Limite da Corrente no Rotor.....	51
3.4.2 Limite da Tensão no Rotor	53
3.4.3 Limite da Corrente do Estator	55
3.5 Definição dos Limites de Potência Reativa do DFIG	56
3.6 Influência das Potências Ativa e Reativa Totais Fornecidas pelo DFIG na Curva de Capacidade.....	56
3.7 A Curva de Capacidade.....	59
3.8 Cálculo dos Limites das Malhas de Controle do RSC	61
3.8.1 Malha de Controle de Potência Ativa do RSC	61
3.8.2 Malha de Controle de Potência Reativa do RSC.....	63
3.8.3 Limites de Tensão do RSC	63
3.9 Conclusão	64
Capítulo 4 – Estabilidade e Controle de Tensão	65
4.1 Introdução	65
4.2 Estabilidade de Tensão.....	65
4.2.1 Classificação da Estabilidade de Tensão	68
4.2.2 Cenário Típico de Colapso de Tensão.....	70
4.2.3 Curva PV	71
4.2.4 Análise Estática e Dinâmica	76
4.2.4.1 Análise Dinâmica	77
4.2.4.2 Análise Estática	78
4.3 Controle de Tensão	78
4.3.1 Controle Primário de Tensão (CPT).....	80
4.3.2 Controle Secundário de Tensão (CST).....	81
4.3.3 Controle Terciário de Tensão (CTT).....	85
4.3.4 Histórico do Controle Coordenado de Tensão	86
4.4 Conclusão.....	87

Capítulo 5 – Aplicação do CST a um Parque Eólico Composto de Aerogeradores DFIG	89
5.1 Introdução	89
5.2 Visão Geral do CST Aplicado a um Parque Eólico	89
5.2.1 CST Aplicado a Malha de Controle de Tensão do RSC do DFIG	90
5.3 Efeito do CST Aplicado ao Parque Eólico Composto de Aerogeradores DFIG na Estabilidade de Tensão: Uma Abordagem Analítica.....	92
5.4 Transferência de Potência Reativa entre o GSC e a Rede Elétrica	94
5.5 Conclusão	96
Capítulo 6 – Resultados.....	98
6.1 Introdução	98
6.2 Sistema Teste	98
6.3 Efeito do CST Aplicado ao Parque Eólico Composto de Aerogeradores DFIG na Estabilidade de Tensão: Uma Abordagem Numérica.....	100
6.4 Estratégias de Controles Auxiliares Propostas.....	107
6.4.1 Contenção do Fluxo de Potência Reativa (CFPR) no GSC.....	108
6.4.1.1 Efeito da Estratégia CFPR: Um Exemplo Numérico	108
6.4.2 Injeção Máxima de Potência Reativa (IMPR) para o GSC	111
6.4.2.1 Efeito da Estratégia IMPR: Um Exemplo Numérico	113
6.5 Análise da Margem de Estabilidade de Tensão: Um Exemplo Numérico.....	116
6.6 Conclusão.....	117
Capítulo 7 – Conclusão	119
7.1 Considerações Finais.....	119
7.2 Trabalhos Futuros.....	120
REFERÊNCIAS	121
ANEXO	127

Capítulo 1 – Introdução

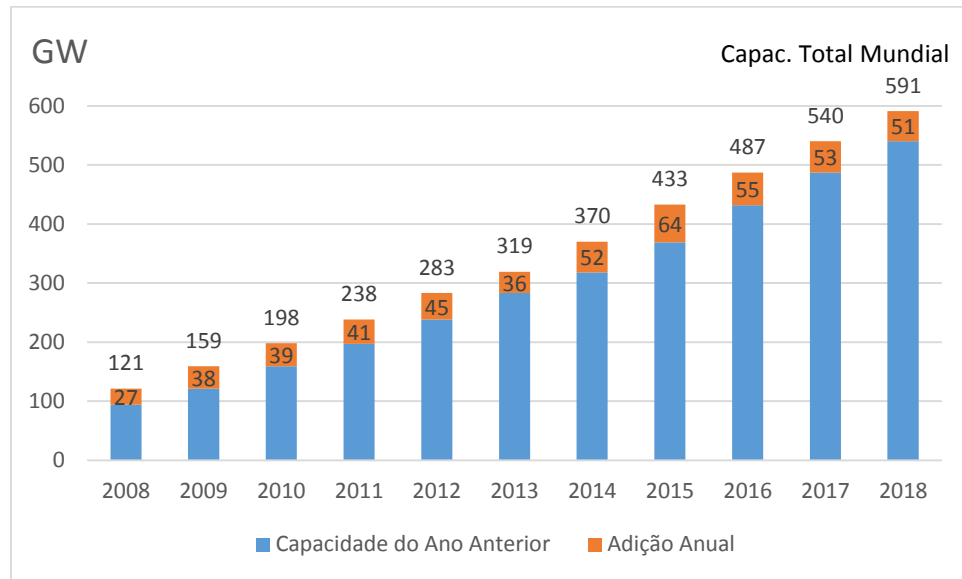
1.1 Considerações Iniciais

A energia elétrica é essencial para o desenvolvimento da humanidade e para o funcionamento da sociedade moderna, sendo utilizada nos mais variados setores, como: sistemas de comunicação e informática, transportes, iluminação, indústria, entre outros. O consumo da eletricidade, juntamente com a taxa de analfabetismo e expectativa de vida, pode ser considerado um indicador de desenvolvimento econômico e até mesmo de desenvolvimento da sociedade em geral.

Com o avanço da tecnologia e o aumento gradativo da população mundial, o consumo de energia elétrica aumentou vertiginosamente. Isso fez com que a utilização de fontes primárias para gerar energia também aumentasse. O uso de fontes de energia não-renováveis, como os combustíveis fósseis, que emitem grande quantidade de gases causadores do efeito estufa, fenômeno responsável pelo aquecimento global e mudanças climáticas, começou a preocupar o mundo como um todo. Uma das formas de conter o aumento da temperatura global foi a criação do Protocolo de Quioto (finalizado em 2012) que visava reduzir a emissão de gases causadores do efeito estufa pelas grandes potências econômicas mundiais. A partir daí iniciou uma corrida pelas fontes de energia renováveis, tornando cada vez mais evidente que são necessários investimentos na área de pesquisa de energia eólica, solar, entre outras. No ano de 2018 o investimento global em energia renovável foi em torno de 289 bilhões de dólares, e a capacidade total instalada de geração de energia renovável em todo o mundo chegou a 2378 GW, significando um aumento em torno de 8,23% em relação ao ano de 2017 (REN21, 2019).

Com o crescimento da consciência dos líderes mundiais sobre a importância de investir em geração de energia a partir de fontes renováveis, os benefícios promovidos pelas fontes eólicas vêm se destacando no cenário mundial, tanto na comunidade acadêmica e científica, quanto na sociedade em geral. A energia eólica se consolida, a cada ano, como uma importante fonte de energia e aumenta sua participação na matriz energética mundial. Isto se deve principalmente pela fonte eólica ser uma fonte limpa e abundante em todo o globo, além de apresentar baixo impacto ambiental. Segundo REN21 (2019), quase 51 GW da capacidade eólica foi adicionada em 2018 no mundo todo, aumentando em 9% a capacidade global, totalizando em 591 GW, conforme mostra a Figura 1.1.

Figura 1.1 Capacidade Global de Energia Eólica e Aumento Anual nos Últimos 10 anos



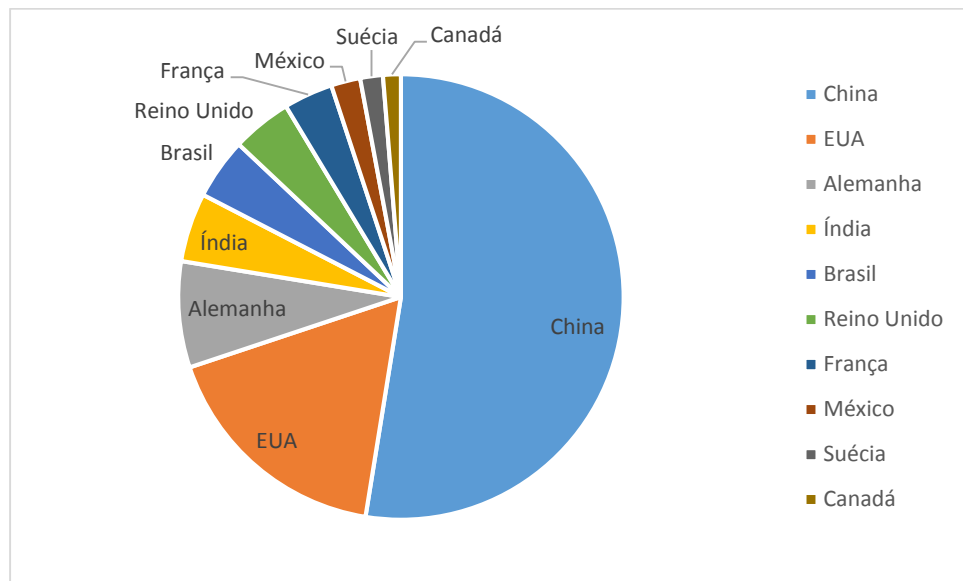
Fonte: REN21 (2019)

Nesse contexto, a energia elétrica gerada a partir do vento vem apresentando um crescimento em larga escala, principalmente em alguns países que têm apostado nessa fonte primária como sendo uma alternativa importante para o aumento acelerado da demanda de energia elétrica. Alguns países se destacam como pioneiros no desenvolvimento de tecnologias empregadas em sistemas elétricos com inserção de parques eólicos, bem como na utilização desse tipo de geração distribuída, como China, Estados Unidos, Alemanha, Índia e Espanha, sendo que o Brasil merece destaque dentre os países da América Latina.

Em 2018, a China tornou-se o primeiro país a ultrapassar 200 GW de capacidade de energia eólica, com um aumento em novas instalações de até 7,5%, após dois anos de declínio (GLOBAL WIND REPORT, 2018). A China adicionou 21,1 GW de energia eólica em 2018, elevando a sua capacidade total instalada para aproximadamente 169 GW.

O Brasil ocupa a oitava posição na classificação dos 10 países com maior capacidade eólica instalada, sendo que foi o quinto país que mais instalou energia eólica no mundo em 2018, como pode ser observado pela Figura 1.2. O país acrescentou cerca de 1,9 GW de energia eólica em 2018, totalizando aproximadamente 14,7 GW, o que corresponde a 8,3% da geração de eletricidade em 2018 (contra 7,4% em 2017). (GLOBAL WIND REPORT 2018, 2019). O Brasil, portanto, acompanha os maiores países do setor eólico e mostra um grande potencial de crescimento.

Figura 1.2 Lista dos 10 Países com maior aumento na Capacidade Eólica em 2018



País	China	EUA	Alemanha	Índia	Brasil	Reino Unido	França	México	Suécia	Canadá
MW	23.000	7.588	3.371	2.191	1.939	1.901	1.565	929	720	566

Fonte: ABBEOLICA (2019)

No Brasil, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) através do Decreto nº 5025 de 2004 incentiva a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCH) no Sistema Interligado Nacional (SIN). O objetivo é diversificar a matriz energética brasileira contribuindo para a segurança e operacionalidade do sistema elétrico com a devida valorização das características e potencialidades das regiões do Brasil.

Em 2018, foram adicionados à matriz elétrica brasileira mais 1,94 GW de energia eólica em 75 novos parques, fazendo com que o setor chegasse ao final de 2018 com 14,71 GW de capacidade instalada em 583 parques eólicos, representando 9% da matriz energética. Os estados contemplados com os novos empreendimentos em 2018 foram Bahia, Rio Grande do Norte, Piauí, Ceará e Maranhão.

Esse crescimento da produção de energia eólica pelo mundo, inclusive no Brasil, é visto como uma opção para a diversificação energética, bem como para a segurança e operação dos sistemas elétricos. Entretanto, existem alguns requisitos técnicos necessários para a inserção e funcionalidade dos sistemas eólicos às redes convencionais. Esses requisitos estão relacionados à operação, segurança, qualidade de energia e estabilidade de tensão dos sistemas elétricos que usam o recurso eólico para produzir eletricidade, devido a sua fonte intermitente. Variações na potência ativa produzidas pelas turbinas eólicas podem levar a mudanças consideráveis no seu

fornecimento de potência reativa, o que pode comprometer significativamente a estabilidade de tensão do sistema de potência. Os problemas decorrentes da instabilidade de tensão em sistemas de energia são um dos maiores desafios dos grandes centros de operação. Como consequência, houve uma grande mudança nos requisitos de conexão de parques eólicos, e muitos países criaram novos códigos de rede relacionados ao controle de tensão e de potência reativa em parques eólicos (ONS, 2019). Diferentes modos de controle foram especificados pelos operadores do sistema de transmissão, incluindo o controle do fator de potência, controle de potência reativa e o controle de tensão.

Entre as tecnologias de geração eólica capazes de fornecer potência reativa à rede elétrica, os geradores de indução duplamente alimentados têm sido a opção mais comum em parques eólicos. A estratégia tipicamente empregada em parques eólicos compostos por aerogeradores DFIG relacionada ao suporte de potência reativa tem sido o controle primário de tensão (CPT), onde as unidades geradoras regulam as suas tensões terminais a um valor predefinido. O uso do controle de tensão terminal da máquina DFIG pode revelar ser benéfico para a estabilidade de tensão (VITTAL; O'MALLEY; KEANE, 2010). No entanto, esta abordagem pode não ser a maneira mais eficaz de mitigar a instabilidade de tensão de longo prazo, fenômeno tipicamente influenciado pela atuação do transformador com comutador de tap sob carga e de limitadores de sobre corrente de excitação dos geradores síncronos.

Uma das técnicas mais bem sucedidas para melhorar a segurança e a estabilidade de tensão de sistemas de energia elétrica tem sido a aplicação do controle secundário de tensão (CST) em geradores síncronos, a qual vem sendo adotada em alguns países europeus (PAUL; LÉOST; TESSERON, 1987) (VU, H. *et al.*, 1996); (LEFEBVRE, H. *et al.*, 2000). Neste esquema de controle, as fontes locais de potência reativa são usadas para regular remotamente a tensão em uma barra piloto do sistema elétrico, além de controlar o balanço de potência reativa entre as unidades geradoras do sistema, contribuindo para o aumento da margem de estabilidade de tensão do sistema de potência. Neste caso, a barra piloto é considerada a barra do sistema de potência com maior nível de curto-circuito.

Embora muito progresso tenha sido feito em pesquisas sobre o CST, o efeito do esquema do CST na estabilidade de tensão de longo-prazo ainda não foi explorada quando aplicado em parques eólicos compostos de aerogeradores DFIG. Além disso, quando o CST é aplicado ao conversor ligado ao rotor (RSC) do DFIG, isto pode causar efeitos indesejáveis no controle de potência reativa do conversor ligado ao estator (GSC) da máquina, e tais efeitos não foram estudados previamente. Quando o CST é forçado a aumentar a tensão terminal do DFIG para

regular a tensão da barra piloto, há um risco de ocorrer fluxo inverso de potência reativa no GSC.

1.2 Objetivos da Tese

O objetivo desta tese é apresentar a contribuição do controle secundário de tensão aplicado a um parque eólico composto de aerogeradores DFIG à estabilidade de tensão de longo prazo. A análise é realizada através de simulações no domínio do tempo levando em consideração dois cenários de velocidade do vento: alta e baixa. A operação do CST é comparada com a operação do CPT apenas. Entretanto, uma situação adversa é apresentada, que é a ocorrência de fluxo inverso de potência reativa no GSC quando o CST é aplicado ao controle de tensão do conversor ligado ao rotor do DFIG. Por isso, esta tese possui como objetivos específicos a proposta de duas novas estratégias auxiliares de controle: a primeira estratégia é conter o fluxo inverso de potência reativa no GSC; e a outra estratégia, em conjunto com a primeira, é forçar a injeção de potência reativa através do GSC para a rede elétrica.

1.3 Revisão Bibliográfica

Nos últimos anos, muitas pesquisas têm sido desenvolvidas sobre o impacto da inserção de sistemas eólicos em sistemas de potência sob diferentes aspectos, sobretudo à estabilidade de tensão. Alguns autores como, Akhmatov (2003) e Slootweg (2003) analisam o comportamento dinâmico do sistema elétrico com elevada participação de energia eólica considerando aerogeradores a velocidade fixa e variável. Em Nunes et al. (2004) é feita a avaliação da estabilidade transitória com a participação da geração eólica para redes elétricas fracas, concluindo que o DFIG aumenta a margem de estabilidade transitória do sistema. Em Jauch *et al.* (2007) é investigado o efeito das turbinas eólicas no comportamento das faltas transitórias no sistema elétrico Nordic, o qual é um sistema interconectado entre os países Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca. Uma das suas conclusões é que aumento do nível de penetração de energia eólica leva a uma maior oscilação eletromecânica do sistema quando são usadas turbinas eólicas a velocidade fixa. Entretanto, esse problema pode ser mitigado com o uso de controles sofisticados.

Vieira (2009) propõe um ajuste ótimo para os parâmetros dos controladores ligados ao rotor e estator do DFIG com o objetivo de melhorar a margem de estabilidade angular do sistema. Em Ramos (2009) foi feita uma investigação da suportabilidade de aerogeradores frente aos

distúrbios na rede elétrica, enfatizando a capacidade de cada um em manter a sua conexão com o sistema. Londero (2014) analisa o impacto dos diferentes modos de controle do DFIG na estabilidade de tensão do sistema, quer através do modo de controle de tensão ou do modo de controle do fator de potência. Outra contribuição significativa desta referência é o cálculo dos limites variáveis dos controladores do DFIG.

Para que sejam feitas análises coerentes em relação ao comportamento do sistema elétrico frente a inserção de parques eólicos, é necessário modelar corretamente os componentes elétricos. Em Kundur (1994) é possível obter o detalhamento do modelo matemático dinâmico do DFIG, bem como de outros dispositivos importantes na análise de estabilidade de tensão, como o OLTC e o OEL. Poller (2003) aborda os modelos dos geradores de indução duplamente alimentados adotados em análises de estabilidade de parques eólicos. Em Ekanayake (2003) são descritos o modelo de 5ª ordem e o modelo reduzido de 3ª ordem do DFIG, bem como o controle da turbina eólica na investigação do impacto das instalações desse tipo de máquina em parques eólicos na operação e controle de sistemas de potência. Rangel *et al.* (2005) descreve a modelagem dos equipamentos usados no aproveitamento eólico nos programas de análise de redes (ANAREDE) e de análise de estabilidade eletromecânica (ANATEM) ambos do CEPREL. Em Anaya-Lara (2009) é possível encontrar toda a modelagem de geradores eólicos, bem como os sistemas de controle utilizados nessas tecnologias de geração de energia.

Um das estratégias usadas para problemas relacionados à estabilidade de tensão é o controle coordenado de tensão, cujo tema também tem despertado grande interesse por parte dos pesquisadores da área. Em IEEE/CIGRE Task Force (2004) pode-se obter as principais definições sobre estabilidade de tensão. Em Almeida (2004) é realizada uma análise do controle secundário de tensão para o problema da estabilidade de tensão através de simulações realizadas em um programa comercial de análise de transitórios. Um estudo sobre o controle hierárquico de tensão em sistemas de energia elétrica é realizado em Pavão (2006). Assim, é proposta uma metodologia baseada no algoritmo Fuzzy C-Means para determinação das áreas de controle, e seus respectivos geradores, e das barras piloto representativas de cada área.

Em Lund *et al.* (2007) foi avaliada a capacidade do DFIG em prover potência reativa na rede elétrica. Nesse trabalho concluiu-se que a produção de energia reativa é limitada pela corrente de rotor, enquanto que a absorção de reativos é limitada pela corrente do estator.

Os esquemas básicos de CST aplicados em parques eólicos compostos por aerogeradores DFIG ainda carecem de mais produção científica.

Em Rijcke S. *et al.* (2012) é proposto um controle de tensão e um suporte de potência reativa pelas turbinas eólicas equipadas com máquinas síncronas direct-drive durante operação normal e eventos transitórios.

Tapia (2007) demonstra que estratégias de CST podem fazer uso de parques eólicos compostos por aerogeradores DFIG como fontes contínuas de potência reativa, sem causar qualquer interferência no seu processo de geração de potência ativa. Nesse sentido, é proposto um controle tipo PI para gerenciar o fluxo de potência reativa entre parques eólicos compostos de aerogeradores DFIG e a rede elétrica.

Já Moursi (2008) implementa dois esquemas de CST em um parque eólico composto de aerogeradores DFIG sendo considerados diferentes parâmetros do sistema no desempenho do controle, tais como a relação de curto-circuito no ponto de conexão e o atraso de comunicação entre o parque eólico e a barra remota. O desempenho do CST é testado em regime permanente e em resposta a algumas contingências do sistema. Os resultados comprovam a eficácia do controle pois melhoram não só o perfil de tensão da barra remota quanto também o perfil de tensão da rede em geral.

Moursi (2009) desenvolve um novo esquema de controle secundário de tensão com rastreamento ótimo aplicado em parques eólicos compostos de aerogeradores DFIG para obter uma regulação de tensão eficiente, bem como fornecer a compensação ótima de potência reativa para o sistema. Vale ressaltar que o desempenho dinâmico do controlador é testado com o sistema em regime permanente e sob contingências considerando o impacto do tempo de atraso de comunicação, sendo esta uma contribuição deste artigo.

Em Martinez *et al.* (2012) é implementado um esquema de controle de tensão baseado no conceito de controle secundário de tensão, o qual oferece uma resposta rápida aos distúrbios de rede, apesar dos atrasos de comunicação. Este conceito é baseado no controle primário de tensão, localizado na turbina eólica, que segue uma tensão de referência externa enviada pelo controlador central, chamado de controle secundário de tensão, o qual controla a tensão no ponto de conexão com a rede. As simulações foram feitas em uma planta de geração eólica composta de 23 aerogeradores DFIG. E os resultados mostram que a resposta rápida para os distúrbios na rede pode ser alcançada usando o esquema do controle secundário de tensão.

Um esquema de controle de tensão adaptativo hierárquico em um parque eólico composto de aerogeradores DFIG é proposto em Kim *et al.* (2016) a fim de obter uma reserva maior de potência reativa do parque eólico frente a uma falta de rede. Para isso, cada controlador do DFIG emprega uma característica adaptativa da potência reativa-tensão (Q-V), que é temporariamente modificada dependendo da capacidade disponível de potência reativa (Q) do

DFIG. Isso depende da distância do parque eólico ao ponto de acoplamento comum (PAC). Além disso, isso permite ao DFIG injetar rapidamente seu limite máximo de potência reativa, melhorando assim o suporte de tensão no PAC. Para evitar sobretensões após a retirada das faltas, filtros são implementados no parque eólico e nos controles do DFIG para prevenir a injeção excedente de potência reativa à rede elétrica.

Em Kayikçi e Milanovic (2007) são investigados diferentes combinações de controle de potência reativa do RSC e GSC para fins de controle de tensão. Na operação coordenada, RSC é considerado como o controlador "padrão", enquanto que o GSC pode ser utilizado como uma fonte suplementar de potência reativa apenas durante certas condições, por exemplo, quando a tensão terminal é menor que 0,9 p.u. ou quando o RSC está bloqueado ou quando o limite de corrente do rotor é atingido.

Kumar *et al* (2014) estuda o uso da potência reativa de geradores eólicos de velocidade variável conectados à rede elétrica para melhorar a margem de estabilidade de tensão em regime permanente do sistema. O principal objetivo deste artigo é propor uma metodologia de coordenação de potência reativa entre os geradores eólicos e outras fontes de reativos na rede elétrica para melhorar a estabilidade de tensão em regime permanente. O desenvolvimento da metodologia proposta levou em consideração os seguintes aspectos para ser definido: mudança da função objetivo, limitações pertinentes para a saída de potência ativa e mudança de algoritmo. Os resultados em um sistema elétrico simples de 8 barras e em um equivalente de 418 barras do Sul da Índia indicam a eficiência da metodologia proposta.

Estratégias de controle coordenado entre o RSC e o GSC podem ser aplicadas com sucesso para melhorar a estabilidade de tensão de longo prazo, como pode ser verificado em Londero (2015, 2016). A injeção de potência reativa pelo GSC aumenta a margem de estabilidade de tensão de longo-prazo quando comparado com a estratégia tradicional adotada em parques eólicos compostos por DFIG ao redor do mundo, que mantém o GSC operando com fator de potência unitário. Em Londero (2015), a estratégia proposta faz com que o GSC forneça a sua potência reativa máxima quando a tensão terminal da máquina é menor que 0.9 p.u.. Entretanto, sob condições de tensões baixas nos terminais da máquina, a injeção de potência reativa pelo GSC pode ser insuficiente uma vez que o limite de potência reativa do GSC é reduzido com a redução da tensão interna do GSC. Além disso, o GSC só começa a injetar potência reativa após a atuação do OEL do gerador síncrono, quando o sistema está em eminente risco de um colapso de tensão.

Zhao, H. *et al* (2016) apresenta um controlador autônomo de tensão de parque eólico baseado em um modelo de controle preditivo. Os mecanismos de compensação de potência

reativa e de regulação de tensão do parque eólico incluem compensadores VAR estáticos, geradores VAR estáticos, aerogeradores e transformadores de mudança de tap sob carga, e eles são coordenados para manter a tensão de todas as barras dentro do limite aceitável. Além disso, a distribuição de potência reativa por todo o parque eólico é otimizada com o objetivo de maximizar a reserva dinâmica de potência reativa.

Pela revisão bibliográfica apresentada, conclui-se que a literatura sobre o assunto de controle secundário de tensão tem se desenvolvido muito nos últimos anos. Entretanto, carece de uma melhor investigação sobre a aplicação do CST em um parque eólico composto de aerogeradores DFIG e seu efeito na estabilidade de tensão de longo prazo.

1.4 Contribuição da Tese

A principal contribuição desta tese é avaliar o impacto do CST na malha de controle do DFIG na estabilidade de tensão à longo-prazo, bem como avaliar as estratégias de controle propostas com o objetivo impedir o fluxo inverso de potência reativa no GSC, e forçar o GSC a fornecer potência reativa à rede elétrica para melhorar ainda mais a estabilidade de tensão do sistema.

A primeira estratégia auxiliar de controle aplicada na malha de controle de tensão do link DC do GSC opera para inibir o fluxo inverso de reativos no GSC. Já a segunda estratégia auxiliar de controle aplicada na malha de controle de potência reativa do GSC atua em conjunto com a primeira estratégia com o objetivo de forçar o GSC a injetar potência reativa para a rede elétrica. Os aspectos dinâmicos do OLTC e OEL, a curva de capacidade do DFIG e os limites variáveis de controle, combinados com os modelos de carga estática e dinâmica são considerados nas simulações.

1.5 Organização da Tese

O Capítulo 1 apresenta uma breve descrição do cenário global e nacional da energia eólica, destacando a integração de sistemas eólicos em redes convencionais sobretudo no que diz respeito à estabilidade de tensão.

No Capítulo 2 são apresentados os parques eólicos compostos por aerogeradores DFIG que podem servir de suporte para melhorar a estabilidade de tensão do sistema elétrico. As principais estruturas e componentes são abordados.

O controle do DFIG é visto no Capítulo 3, como o controle do conversor ligado ao estator (GSC) e o controle do conversor ligado ao rotor (RSC) da máquina. Neste capítulo também é abordada a curva de capacidade do DFIG e os cálculos do seus limites variáveis.

Já o Capítulo 4 aborda conceitos sobre a estabilidade de tensão e o controle coordenado de tensão, sendo focado no controle secundário de tensão aplicado a um parque eólico composto por aerogeradores DFIG e seu efeito sobre a estabilidade de tensão de longo-prazo.

Os principais efeitos do CST aplicado a um parque eólico composto por aerogeradores DFIG são vistos no Capítulo 5. Este capítulo mostra a aplicação do CST à malha de controle de tensão do RSC, bem como uma abordagem analítica do efeito desta aplicação na estabilidade de tensão. Também é apresentada uma abordagem sobre a transferência de potência reativa entre o GSC e a rede elétrica.

O Capítulo 6 apresenta os resultados alcançados com as simulações no domínio do tempo comparando os controles primário e secundário de tensão em dois cenários distintos: em regime de vento baixo e regime de vento alto. Neste capítulo são apresentadas as duas estratégias de controle auxiliares aplicadas à malha de controle de tensão e potência reativa do GSC com os objetivos de conter o fluxo inverso de reativos, e de injetar potência reativa a rede elétrica.

Por fim, o Capítulo 7 apresenta as principais conclusões deste trabalho, avaliando a contribuição da proposta frente ao estado da arte. Neste capítulo, também são propostas sugestões de continuidade de pesquisa relacionadas ao assunto desta tese.

Capítulo 2 – Parques Eólicos

2.1 Considerações Iniciais

O aumento progressivo de consumidores de energia elétrica em todo o mundo exige que os sistemas elétricos se tornem cada vez mais robustos. Uma das alternativas para esse cenário é a geração de energia a partir de fontes alternativas.

Nesse contexto, a geração de energia elétrica a partir do vento ganhou bastante importância nos últimos anos, e isto se deve principalmente ao desenvolvimento de novas tecnologias, abundância do seu recurso natural, e preocupação dos agentes governamentais em relação a alterações climáticas, a diversidade e a segurança do abastecimento de energia.

2018 foi um ano sólido com 51,3 GW instalados de energia eólica, mesmo representando uma diminuição de 4,0 % em relação ao ano anterior, e com capacidade instalada total de 591 GW, o que significa que houve um crescimento de 9,0 % em comparação com 2017. Novas instalações foram instaladas em terra com adição de 46,8 GW, enquanto que a potência eólica instalada em alto-mar foi de 4,5 GW, totalizando uma participação no mercado global de oito 8 % (GWEC, 2019).

A integração de parques eólicos às redes elétricas convencionais tem se tornado uma prática cada vez mais utilizada por grandes centros consumidores para atender sua demanda. Diante disto, a potência instalada dos parques eólicos tem aumentado muito, o que requer atualização de planejamento energético e dos procedimentos de rede. Uma das exigências é que os sistemas eólicos forneçam serviços de suporte à operação das redes elétricas convencionais, como controle de tensão terminal e proteção contra afundamentos de tensão.

Muitos parques eólicos estão sendo construídos ao redor do mundo, tanto em terra, quanto em alto-mar, principalmente na Ásia, América do Norte e Europa.

Este capítulo aborda os principais assuntos relacionados a parques eólicos, principalmente no que se refere aos modos de geração de energia eólica, tipos de máquinas geradoras, modelagem de parques eólicos, integração de parques eólicos à rede elétrica, e análise de estabilidade de tensão de sistemas com a inserção de parques eólicos.

2.2 Geração de Energia Eólica

Uma das formas de gerar energia elétrica de uma forma renovável é usar as turbinas eólicas que convertem a energia do vento em eletricidade. Sendo o vento uma fonte primária inesgotável de energia, a produção de energia a partir do uso de turbinas eólicas é atraente devido às questões ambientais e econômicas. As únicas desvantagens relacionadas aos impactos ambientais são o ruído sonoro das pás e o impacto visual. Quando comparada com outras fontes renováveis de energia, tais como a energia fotovoltaica e a energia das marés, a energia eólica é uma fonte de energia relativamente barata. Assim, o incentivo à produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis através de medidas governamentais tem resultado em um alto crescimento da energia eólica no mundo todo.

2.2.1 Turbinas Eólicas

As turbinas eólicas, também denominadas de aerogeradores, são responsáveis em captar a energia cinética dos ventos, e em seguida é transformada em energia elétrica através de um gerador.

Assim como a energia hidráulica, a energia eólica é utilizada há milhares de anos com as mesmas finalidades, a saber: bombeamento de água, moagem de grãos e outras aplicações que envolvem energia mecânica. Para a geração de eletricidade, as primeiras tentativas surgiram no final do século XIX, mas somente um século depois, com a crise internacional do petróleo (década de 1970), é que houve interesse e investimentos suficientes para viabilizar o desenvolvimento e aplicação de equipamentos em escala comercial.

Recentes desenvolvimentos tecnológicos (sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas etc.) têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos. O custo dos equipamentos, que era um dos principais entraves ao aproveitamento comercial da energia eólica, reduziu-se significativamente nas últimas duas décadas.

Nos últimos anos, as maiores inovações tecnológicas foram a utilização de acionamento direto (sem multiplicador de velocidades), com geradores síncronos e novos sistemas de controle que permitem o funcionamento das turbinas em velocidade variável, com qualquer tipo de gerador. A tecnologia atual oferece uma variedade de máquinas, segundo a aplicação ou local de instalação. Quanto à aplicação, as turbinas podem ser conectadas à rede elétrica ou

destinadas ao suprimento de eletricidade a comunidades ou sistemas isolados. Em relação ao local, a instalação pode ser feita em terra firme ou em alto-mar.

Embora o princípio básico de funcionamento seja simples, uma turbina eólica é um sistema complexo em que é necessário o conhecimento de vários campos. O projeto e a otimização das pás de uma turbina eólica exige profundo conhecimento da aerodinâmica; a torre exige conhecimento de engenharia mecânica, e os sistemas de controle e proteção exigem conhecimento de engenharia elétrica e de sistemas de controle.

Dois grandes avanços no desenvolvimento tecnológicos da energia eólicas podem ser considerados:

- a) Em primeiro lugar, um substancial aumento na geração de energia eólica tomou lugar para reduzir ainda mais os seus custos: o tamanho da turbina tem se tornado maior, assim como a capacidade de geração de energia a partir de parques eólicos;
- b) O segundo desenvolvimento importante é a substituição do sistema eólico de velocidade fixa para um sistema eólico de velocidade variável.

A tendência atual é a construção de parques eólicos ao invés de grandes turbinas eólicas isoladas ou em pequenos grupos. Estes parques consistem de dezenas ou mesmo centenas de turbinas eólicas. As razões pelas quais as turbinas eólicas são agrupadas em parques são os locais com bom recurso eólico que podem ser utilizados de forma eficaz e o impacto visual das turbinas fica concentrado apenas em determinadas regiões. Já em relação à diferença entre os tipos de sistemas eólicos é que o rotor da turbina eólica de velocidade fixa gira a uma velocidade constante, e o rotor da turbina eólica de velocidade variável gira a uma velocidade variável podendo ser controlada para extrair a máxima potência disponível dos ventos. (SLOOTWEG, 2003).

2.2.1.1 Modelagem da Turbina Eólica

A principal finalidade da turbina eólica é captar a energia cinética do vento e transformá-la em energia mecânica, que por sua vez é transformada em energia elétrica por um gerador. Segundo Walker e Jenkins (1997), quando uma massa de ar atravessa uma área frontal com uma determinada velocidade por um determinado período de tempo, a energia cinética em Joule produzida pode ser expressa pela Equação 2.1.

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot \Delta t \quad (J) \quad (2.1)$$

Onde:

ρ – é a densidade do ar expressa (kg/m^3);

A – é a área varrida pelas pás da turbina (m^2), sendo $A = \pi \cdot R^2$;

R – raio da pá (m);

v – é a velocidade do vento (m/s); e

Δt – é o intervalo de tempo (s).

A massa específica do ar ρ expressa em (kg/m^3) pode ser dada pela equação 2.2.

$$\rho = \frac{m}{A \cdot v \cdot \Delta t} \quad (kg/m^3) \quad (2.2)$$

Da Equação 2.1, pode-se obter a Equação 2.3 correspondendo a potência total disponível da turbina eólica P_d :

$$P_d = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (W) \quad (2.3)$$

O rendimento global de uma turbina eólica pode ser calculado pela razão entre a potência mecânica P_m entregue no eixo da turbina e a potência total disponível P_d do vento. A principal indicação deste rendimento global é a capacidade da turbina eólica em converter a energia disponível do vento em energia mecânica entregue ao seu eixo, sendo de muita importância em estudos e análises de projetos de sistemas eólicos. Essa grandeza recebe o nome de coeficiente de potência ($C_p(\lambda, \beta)$) dada pela Equação 2.4 (WALKER E JENKINS, 1997).

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P_m}{P_d} \quad (2.4)$$

O coeficiente de potência é função da velocidade específica de ponta de pá λ (*Tip Speed Ratio*) e do ângulo de passo β ou ângulo de orientação das pás em graus. A variável λ é definida pela razão entre a velocidade tangencial na ponta da pá v_t (m/s) e a velocidade da massa do vento v (m/s), segunda a Equação 2.5:

$$\lambda = \frac{v_t}{v} = \frac{R \cdot \omega_t}{v} \quad (2.5)$$

Sendo:

R – o raio da pá da turbina eólica (m);

ω_t – a velocidade de rotação da turbina no eixo da turbina (rad/s).

Vale ressaltar, que nos sistemas eólicos a velocidade constante, o coeficiente de potência C_p é função somente de λ , sendo fixo o ângulo de passo β . Enquanto que nos sistemas a velocidade variável, o coeficiente de potência é função tanto de λ , como de β , proporcionando uma extração maior da potência dos ventos, devido à capacidade de posicionamento angular das pás (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007).

Substituindo a Equação 2.3 em 2.4, pode-se obter a potência mecânica extraída do fluxo de ar segundo a Equação 2.6:

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (W) \quad (2.6)$$

Nesta tese, a turbina eólica é modelada usando a curva de potência mecânica máxima desenvolvida pela turbina versus a velocidade ótima do rotor sob diversas velocidades de vento segundo a Equação 2.6, dada a alta complexidade aerodinâmica de uma turbina eólica. Essa curva é extraída a partir da relação do coeficiente de potência $C_p(\lambda, \beta)$ que define a característica de rendimento de uma determinada turbina eólica.

Usualmente, um conjunto de curvas C_p relacionando λ e β é obtido experimentalmente para cada tipo de turbina eólica, a partir de dados fornecidos pelos fabricantes. Segundo Sloomweg *et al* (2003) e Ackermann (2005), essa aproximação matemática é suficiente para a representação do comportamento aerodinâmico da turbina em estudos de estabilidade de sistemas de potência segundo a Equação 2.7 a seguir.

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \cdot \beta - C_4 \cdot \beta^{C_5} - C_6 \right) \cdot e^{-\frac{C_7}{\lambda_i}} \quad (2.7)$$

Onde

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + C_8 \cdot \beta} - \frac{C_9}{\beta^3 + 1}} \quad (2.8)$$

Os coeficientes das Equações 2.7 e 2.8 podem ser constantes ou variáveis. Segundo Ackermann (2005), dependendo da dimensão da turbina, as constantes assumem diferentes valores. Para esta tese os coeficientes C_2 e C_6 são constantes, enquanto os outros são variáveis em relação ao ângulo de passo β (BIANCHI; BATTISTA; MANTZ, 2007).

A curva de potência do aerogerador é construída baseada na curva $C_p(\lambda, \beta)$ da turbina eólica, a qual depende do perfil aerodinâmico, considerando o melhor aproveitamento energético possível, por este motivo $\beta = 0^\circ$. Para calcular a potência mecânica da turbina eólica, segundo a Equação 2.4, sendo fixa a velocidade do vento, e variando-se λ , é possível obter uma faixa de velocidade da turbina ω_t para cada λ segundo a Equação 2.5. Dessa forma, para cada velocidade de vento obtém-se valores máximos de potência mecânica da turbina, sendo que a curva ótima indicada é usada para construir a curva de potência do aerogerador.

2.3 Sistemas Eólicos

Existem dois tipos de sistemas eólicos que diferem pela velocidade de rotação do rotor do aerogerador, os quais são descritos a seguir.

2.3.1 Sistemas Eólicos de Velocidade Fixa

Os sistemas eólicos de velocidade fixa foram os primeiros tipos de sistemas de grande porte a serem instalados, predominando a concepção da Dinamarca na década de 80. Esses tipos de sistemas, como o próprio nome já diz, possuem a frequência de rotação da máquina fixada pela frequência da rede elétrica. A velocidade do rotor da máquina não pode exceder a velocidade síncrona, apesar de possuir uma variação devido ao escorregamento do gerador. Com isso, mesmo com a variação de velocidade do vento, a velocidade do rotor da máquina não varia, entretanto podem comprometer a qualidade de energia gerada. Esse problema se agrava quando aumenta a capacidade do parque eólico, aumentando o nível de curto-circuito no ponto de conexão com a rede elétrica.

Nesse tipo de sistema eólico, normalmente emprega-se o gerador de indução em gaiola (SCIG), sendo diretamente conectado à rede elétrica, e possui construção simples e robusta, sendo a alternativa mais barata para a geração de energia a partir do vento. Entretanto, essa tecnologia não aproveita ao máximo o potencial eólico presente nos ventos, pois a velocidade

específica de ponta de pá (*Tip Speed Ratio*) é variável, fazendo com que, na maioria das vezes, a turbina não esteja em operação otimizada. A turbina eólica é projetada para uma determinada velocidade do vento, que normalmente é a velocidade que mais ocorre no local em questão. Essa determinada velocidade de vento proporciona o máximo aproveitamento da turbina eólica. Quando a velocidade do vento ultrapassa essa determinada velocidade ocorre um processo chamado estol (*stall*), que nada mais é que o deslocamento das linhas de fluxo sobre a pá da turbina. Esse fenômeno pode ser controlado, mas para isso, é necessário que o ângulo de passo (β) seja modificado, o que não acontece em sistemas de velocidade fixa.

Uma das consequências disso é o sobrecarregamento mecânico na torre, pás e eixo mecânico (AKHMATOV, 2003). Além disso, as máquinas de indução normalmente consomem potência reativa o que requer a instalação de bancos de capacitores para a correção do fator de potência (ONS, 2018).

2.3.2 Sistemas Eólicos de Velocidade Variável

Em comparação aos sistemas elétricos a velocidade fixa, a frequência de rotação da máquina é desacoplada da frequência da rede elétrica através de conversores estáticos interligados ao estator e/ou rotor da máquina, possibilitando a variação do eixo do rotor da turbina eólica. Nesse contexto, surgem os aerogeradores a velocidade variável, sendo os mais comuns: o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) e o gerador síncrono com conversor de capacidade total (FRC).

Nesse tipo de sistema, a velocidade específica da ponta da pá é constante, podendo aproveitar a máxima eficiência da turbina (ACKERMANN, 2005). O controle do ângulo de passo presente nesse tipo de tecnologia descarrega gradualmente a turbina na presença de altas velocidades, fazendo com que a estrutura não seja submetida a altas cargas mecânicas.

A principal característica desse tipo de sistema eólico é a capacidade de extrair a máxima potência da turbina eólica através do desacoplamento entre as velocidades do rotor e da rede elétrica através de conversores estáticos, que são projetados em relação a banda de velocidades do vento. Quanto maior a banda de velocidade do vento, maior deve ser a capacidade do conversor, que nesse caso deve ser alocado no estator da máquina, como é o caso do FRC. Caso contrário, para uma faixa menor de velocidades, o conversor deve ficar no lado do rotor da máquina, usando nesse caso o DFIG.

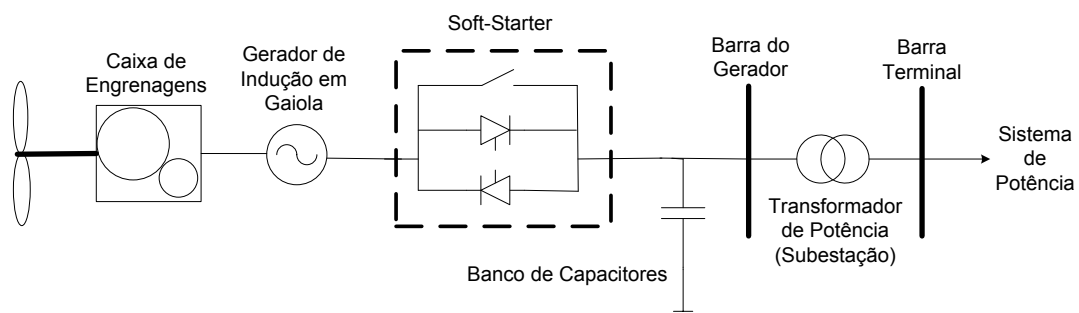
2.3.3 Tipos de Aerogeradores

Esta subseção apresenta os principais tipos de geradores usados em sistemas eólicos. Nesta tese foi usado o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG) para os estudos de estabilidade de tensão em um sistema de potência com a inserção de um parque eólico. Contudo faz-se necessário conhecer outros tipos de tecnologias de aerogeradores para identificar as diferenças de operação e controle entre eles.

2.3.3.1 Aerogerador de Indução em Gaiola de Esquilo (SCIG)

Esse tipo de aerogerador é usado em sistemas eólicos a velocidade fixa e possuem o estator da máquina ligado diretamente à rede elétrica. É importante salientar que este tipo de máquina consome grande quantidade de potência reativa durante a sua partida para a formação do campo magnético girante do estator. Nesse caso, geralmente é usada uma chave estática *soft-starter*, cujo principal objetivo é reduzir a corrente de partida durante a energização da máquina. Após a partida, é realizado um *by-pass* da chave e o gerador é finalmente sincronizado à rede, permanecendo diretamente ligado à mesma com uma frequência de rotação acima da nominal. A diferença entre a velocidade do rotor e a nominal corresponde ao escorregamento da máquina necessário a operação da mesma (NUNES, 2003). A Figura 2.1 apresenta o esquema de ligação do gerador de indução em gaiola com a rede elétrica.

Figura 2.1 Gerador de Indução em Gaiola Conectado Diretamente a Rede Elétrica



Normalmente, a potência reativa consumida pelos aerogeradores de indução em gaiola é bastante elevada, principalmente após a ocorrência de um curto-circuito. Os bancos de capacitores instalados no sistema elétrica são insuficientes para prover esta demanda de reativos, já que a tensão nos terminais do gerador se encontra bastante reduzida. Neste caso, a

potência reativa requerida pelos aerogeradores é procedente da rede elétrica (VIEIRA, 2009), o que é prejudicial para a instabilidade de tensão do sistema.

Neste sentido, novas tecnologias de aerogeradores foram desenvolvidas para controlar as potências ativa e reativa trocadas com a rede elétrica, e assim, contribuir para a estabilidade do sistema. Exemplos dessas tecnologias são o aerogerador síncrono e o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), os quais têm apresentado aceitação no mercado de energia eólica devido aos dispositivos de eletrônica de potência envolvidos nos seus controles, e operação em velocidades variáveis.

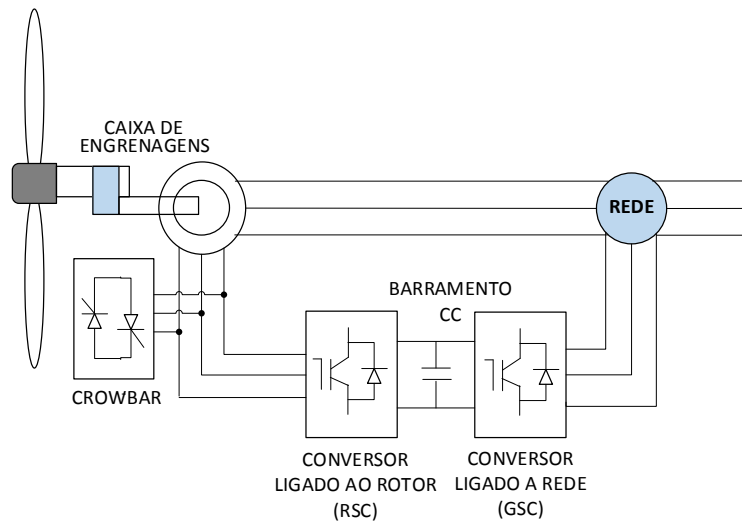
2.3.3.2 Aerogerador de Indução Duplamente Alimentado (DFIG)

Em comparação ao SCIG, o DFIG possui um rotor bobinado, que através do conversor ligado ao rotor (RSC) pode controlar as potências ativa e reativa que circulam pelo estator da máquina. Além do RSC, esse tipo de aerogerador também possui outro conversor ligado ao estator da máquina, que juntos proporcionam a operação em velocidade variável desacoplando a frequência do gerador da frequência da rede elétrica. Normalmente a potência desses conversores varia de 25 a 30% da potência nominal do gerador (ANAYA-LARA, 2009).

Neste tipo de tecnologia é usado um conversor na configuração CA-CC-CA entre o rotor e a rede elétrica, que é constituído por chaves IGBTs (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) que possibilitam a troca bidirecional da potência ativa entre o rotor e a rede elétrica, como mostra a Figura 2.2. Assim, quando a velocidade angular do aerogerador está acima da velocidade síncrona, chamada de operação sobre-síncrona, tanto o rotor quanto o estator fornecem potência ativa à rede. Enquanto que durante a operação sub-síncrona, o rotor consome potência ativa, sendo que o estator sempre fornece potência ativa. Isso se deve aos conversores estáticos que permitem o fluxo de potência ativa entrando ou saindo do rotor.

Uma estratégia de controle vetorial é adotada para a realização do controle de injeção/consumo de potência pelo rotor, gerando pulsos PWM independentes para os IGBT's. O conversor do lado da rede (GSC) controla a tensão no barramento CC e a potência reativa do rotor quando o mesmo opera com fator de potência diferente do unitário. Já o conversor do lado do rotor (RSC) controla a potência ativa do rotor e a potência reativa do estator, utilizando uma estratégia de orientação das grandezas segundo o fluxo de estator, garantindo um desacoplamento entre os canais de controle de potência ativa e reativa.

Figura 2.2 Configuração Básica do DFIG



Como esse tipo de aerogerador está interligado diretamente à rede elétrica por meio do estator, quando o sistema elétrico é acometido por faltas, o DFIG opera com limitação, já que essas faltas podem provocar afundamentos de tensão nos terminais do ponto de conexão das turbinas eólicas. Esses afundamentos de tensão provocam um aumento da corrente nas bobinas do estator da máquina, que por sua vez podem fluir para o circuito do rotor e dos conversores estáticos devido ao acoplamento magnético existente entre os circuitos do estator e do rotor, podendo causar vários prejuízos materiais e operacionais (MORREN, 2005).

Para isso, uma estratégia é adotada durante as faltas, que consiste em curto-circuitar o rotor da máquina a partir do *crow-bar*, fazendo com que as elevadas correntes induzidas no rotor passem por resistores de dissipação, evitando a sobrecarga dos conversores. Com estas técnicas de proteção, o DFIG tem se tornado mais robusto e eficiente, sendo cada vez mais utilizado em sistemas eólicos. A modelagem completa deste aerogerador é apresentada no Capítulo 3 desta tese.

2.3.3.3 Aerogerador Síncrono com Conversor de Plena Capacidade (FRC)

Esse tipo de aerogerador é conectado diretamente a turbina eólica, pois possui elevado número de pólos e baixa velocidade de rotação, operando em sistemas eólicos a velocidade variável. Nesse caso, para o FRC a caixa de engrenagens é dispensada, acarretando em algumas vantagens a este tipo de tecnologia como menor manutenção, redução do custo, melhoria de eficiência, diminuição do peso da torre e dos níveis de ruído.

Os geradores síncronos não consomem potência reativa para formação do campo magnético girante, o qual pode ser formado a partir da excitação de ímãs permanentes ou por excitatrizes conectadas ao enrolamento de campo. As máquinas à ímã permanente não possuem controle sobre a excitação, entretanto possuem controle das potências ativas e reativas através de dois conversores: um no lado da máquina e outro no lado da rede. Já as máquinas eletricamente excitadas, as quais possuem enrolamento de campo, possuem controle da tensão terminal, mantendo-a constante através dos reguladores de tensão. Nesta máquina, o conversor do lado da máquina é uma ponte retificadora a diodos não controlada.

Assim como o DFIG, o FRC usa conversores estáticos para a operação em velocidade variável proporcionando o desacoplamento da frequência da rede elétrica com a frequência do gerador.

2.4 Modelagem de Grandes Parques Eólicos (AKHMATOV, 2003; SLOOTWEG, 2003)

Modelos de turbinas eólicas e aerogeradores são importantes para analisar o impacto de turbinas eólicas isoladas ou pequenos grupos de turbinas, bem como para investigar o comportamento de um parque eólico e sua resposta a falhas na rede elétrica. No entanto, o objetivo desta subseção é abordar o impacto dos elevados níveis de penetração da energia eólica no comportamento dinâmico de grandes sistemas de energia.

Essa análise não é tão simples pelo fato de que até mesmo as maiores turbinas eólicas têm uma escala de potência gerada muito menor do que a de usinas térmicas e hídricas convencionais com dezenas a centenas de MW de capacidade de geração.

Portanto, se os efeitos de uma alta penetração de energia eólica deve ser estudada utilizando modelos de uma única turbina eólica, centenas ou mesmo milhares de modelos de turbinas eólicas, bem como suas interconexões teriam de ser incluídos no modelo do sistema de potência investigado, o que é inviável.

Para solucionar este problema, modelos equivalentes de parques eólicos têm sido propostos, que tornam possível a representação de todo um parque eólico composto de várias turbinas eólicas por um único modelo, também chamado de modelo reduzido. Isso reduz o tamanho do modelo do sistema de potência, bem como o tempo de aquisição e cálculo de dados. Vale ressaltar, que nesta seção, somente os modelos equivalentes de parques eólicos compostos de turbinas eólicas variáveis serão apresentados (SLOOTWEG, 2003).

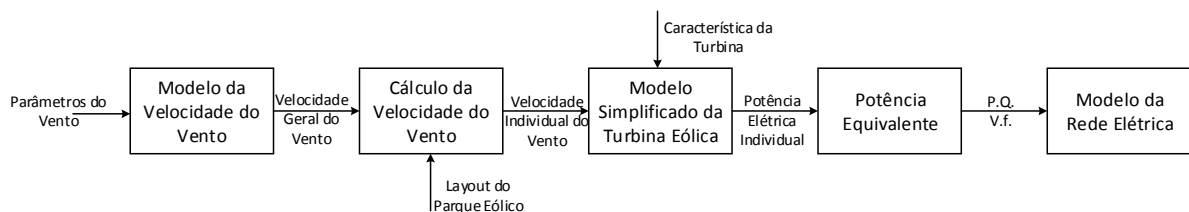
2.4.1 Modelo Equivalente de Turbinas Eólicas de Velocidade Variável

Nas turbinas eólicas de velocidade variável, o rotor atua como um armazenador de energia. Portanto, existe uma relação entre a velocidade do rotor e a potência gerada. Assim, em um modelo equivalente, a velocidade do rotor das turbinas eólicas individuais devem ser considerados. O modelo equivalente de um parque eólico com turbinas eólicas de velocidade variável é baseado no modelo geral da turbina eólica de velocidade variável descrito na Subseção 2.2.1.1.. No entanto, duas etapas adicionais são tomadas no modelo reduzido:

- O modelo geral da turbina eólica de velocidade variável é simplificado;
- A potência gerada por cada um dos aerogeradores do parque eólico, representada por este modelo simplificado, é injetada na rede.

A estrutura do modelo equivalente é mostrado na Figura 2.3, na qual os parâmetros do vento são usados para representar o modelo da velocidade do vento, que gera o regime de velocidade de vento com propriedades determinados pelo usuário. Então, a velocidade de vento para cada um das turbinas é calculada, para então ser utilizada no cálculo da potência elétrica de cada uma das turbinas eólicas usando o modelo simplificado. Cada potência elétrica é somada e o resultado é usado para alimentar o sistema. Assim, diferente do que é feito para turbinas de velocidade constante, a potência elétrica individual de cada turbina eólica é somada para alimentar o sistema, e não a potência mecânica. Se o parque eólico possui um controle de tensão, este deve ser incorporada ao modelo equivalente do parque eólico (AKHMATOV, 2003).

Figura 2.3 Modelo Equivalente de Uma Turbina Eólica



Assim, podem ser aplicadas as seguintes equações:

$$S_{eq} = \sum_{i=1}^n S_i \quad (2.9)$$

$$P_{eq} = \sum_{i=1}^n P_i \quad (2.10)$$

Onde:

S_{eq} é a potência aparente equivalente do parque eólico (MVA);

S_i é a potência aparente de cada turbina eólica (MVA);

P_{eq} é a potência equivalente do parque eólico (MW);

P_i é a potência aparente de cada turbina eólica (MW);

Segundo Sloomweg (2003), algumas considerações devem ser apreciadas para simplificar o modelo de turbina eólica de velocidade variável utilizado, tais como:

- a) Supõe-se que o coeficiente de potência $C_p(\lambda, \theta)$ é sempre igual ao seu valor máximo, pois as características variáveis de $C_p(\lambda, \theta)$ podem ser omitida do modelo e podem ser substituídas por uma constante igual ao valor máximo de $C_p(\lambda, \theta)$. Em outras palavras, é considerado um controlador ideal da velocidade do rotor;
- b) A velocidade do rotor implementada versus a característica de controle é substituída por uma aproximação de primeira ordem;
- c) A velocidade do rotor é limitada pelo seu limite máximo superior, por exemplo, para um valor de 1,1 p.u., pois assim o controle do ângulo de passo pode ser omitido do modelo, tal que não é mais necessário limitar a velocidade do rotor.

2.4.2 Integração de Parques Eólicos em Sistemas de Potência (ANAYA-LARA, 2009)

A integração de parques eólicos às redes elétricas convencionais tem se tornado uma prática cada vez mais utilizada por grandes centros consumidores para atender sua demanda. Diante disto, a potência instalada dos parques eólicos tem aumentado muito, o que requer atualização de planejamento energético e dos procedimentos de rede. Uma das exigências é que os sistemas eólicos forneçam serviços de suporte à operação das redes elétricas convencionais, como controle de tensão terminal e proteção contra afundamentos de tensão.

Sabe-se que os sistemas eólicos são composto por geradores de indução, os quais consomem potência reativa da rede elétrica. Por isso, os atuais códigos de rede impuseram alguns requisitos técnicos às turbinas eólicas, por exemplo, o controle de potência ativa e reativa, e o procedimento *ride-through*, que determina que os aerogeradores devam permanecer conectados ao sistema de potência e na maioria dos casos, fornecendo suporte de potência reativa para rápida recuperação da tensão terminal da máquina.

Quando as turbinas eólicas são agrupadas em grandes parques eólicos, isso abre novas possibilidades, porque permite o projeto integrado dos três principais subsistemas de um parque eólico: a turbina, a infra-estrutura e a conexão à rede elétrica. Além disso, como os parques eólicos geram grandes quantidades de energia elétrica, eles são conectados a um nível de tensão

maior do que turbinas isoladas. Isso significa que a distância entre o parque eólico e a rede elétrica deve ser grande, o que pode ser aplicado nos parques eólicos em alto-mar.

2.5 Conclusão

Este capítulo abordou alguns aspectos relevantes sobre os parques eólicos, tais como a modelagem das turbinas eólicas, os principais tipos de aerogeradores, e a modelagem de parques eólicos equivalentes. Foi visto que existem basicamente dois tipos de sistemas eólicos: os sistemas eólicos de velocidade constante e os de velocidade variável. Nesta tese a análise é realizada com um parque eólico composto por aerogerador DFIG, caracterizando sistemas eólicos de velocidade variável.

O modelo de um parque eólico composto de várias turbinas eólicas pode ser representado pela soma das potências aparentes e potências elétricas de cada turbina eólica que compõe o parque eólico. Este modelo é usado na representação do parque eólico onde as simulações foram realizadas nesta tese. Por fim, algumas considerações foram feitas em relação à integração de parques eólicos em sistemas de potência.

Capítulo 3 – Controle do DFIG

3.1 Introdução

O gerador de indução duplamente excitado é um tipo de aerogerador que merece destaque no cenário mundial de parques eólicos, pois além de operar em sistemas eólicos de velocidade variável, sua tecnologia permite controlar de maneira quase independente as potências ativa e reativa entregues a rede elétrica através dos seus conversores estáticos ligados ao rotor e ao estator da máquina. Esta importante característica beneficia o uso de estratégias de controle para melhorar a estabilidade de tensão do sistema elétrico.

A conexão de parques eólicos aos sistemas elétricos devem atender aos requisitos técnicos definidos pelos centros de operação, como por exemplo o fornecimento de potência reativa para atender a demanda da rede. Além disso, os parques eólicos devem permanecer conectados ao sistema elétrico em casos de faltas, originando o procedimento de *ridethrough*, amplamente exigido pelos centros de operação. Esse procedimento se tornou necessário uma vez que em casos de falta, as correntes de curto-circuito são muito elevadas, podendo danificar facilmente os conversores estáticos dos aerogeradores, e com isso, estes eram desconectados do sistema afetando diretamente a estabilidade transitória.

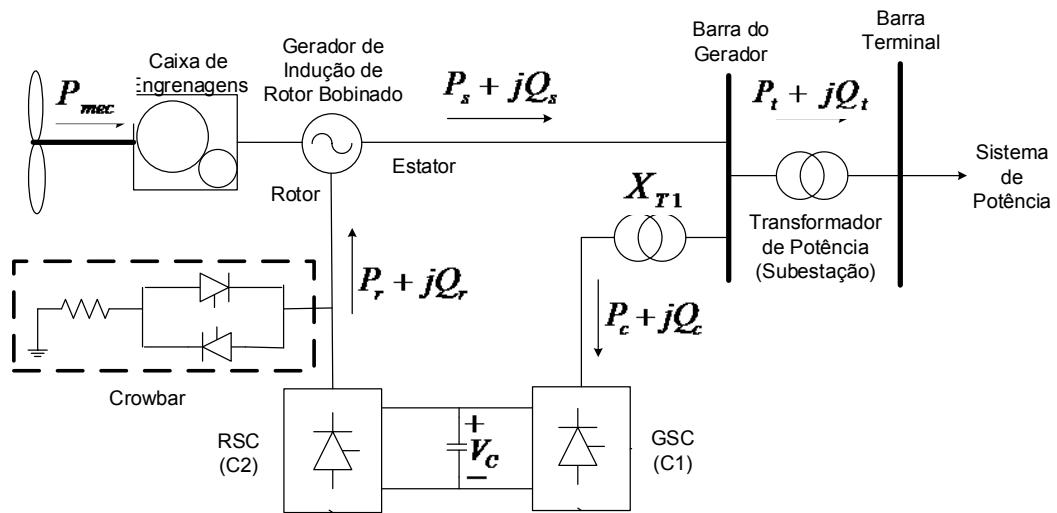
Outra exigência é que os parques eólicos devem fornecer potência reativa ao sistema quando o mesmo estiver sobrecarregado dando suporte a estabilidade de tensão (ULLAH, 2009). Dessa forma, o DFIG pode suprir esta necessidade através do fornecimento de reativos a partir do conversor ligado ao estator da máquina.

Este capítulo estuda primeiramente o modelo dinâmico do DFIG, bem como o controle presente em seus conversores. A capacidade de fornecimento de potência reativa através da curva de capacidade do DFIG é apresentada em seguida, e os seus respectivos cálculos dos limites.

3.2 Representação Dinâmica do DFIG

O DFIG é uma máquina de velocidade variável com os terminais do estator conectados diretamente à rede elétrica, enquanto que os enrolamentos do rotor são conectados à rede através dos anéis deslizantes e dos conversores *back-to-back*, como mostra a Figura 3.1.

Figura 3.1 Sistema de uma turbina eólica composta por DFIG



Fonte: ANAYA-LARA (2009)

Em estudos de estabilidade, a modelagem dinâmica do gerador de indução duplamente excitado adota a Transformação de Park para as suas grandezas ao longo do eixo de referência síncrono $d-q$ para facilitar o manuseio das equações diferenciais. Nessa transformação as componentes reais e imaginárias de qualquer fasor escrito em termos das coordenadas $d-q$ são independentes, sendo essa propriedade importante para a implementação do controle vetorial do DFIG, cuja estratégia é mostrada na seção 3.3. Outra vantagem na análise das equações da máquina através dos eixos $dq0$ é que as indutâncias da máquina são constantes e independentes da posição do rotor.

Para essa transformação, é importante adotar uma convenção de sinal para o sentido das correntes que circulam nos enrolamentos da máquina. Então quando a máquina está operando como motor, o sinal da corrente entrando nos enrolamentos do estator e do rotor é positivo. Quando a máquina está no modo de operação como gerador, as correntes positivas são as que estão saindo dos enrolamentos do estator e as que estão entrando nos enrolamentos do rotor.

Para representação do DFIG em estudos de estabilidade de tensão, normalmente os transitórios do estator são desprezados por serem muito mais rápidos quando comparados com os transitórios do rotor da máquina. Com isso, pode ser adotado o modelo de ordem reduzida, baseado em uma tensão atrás de uma reatância transitória (HOLDSWORTH et al., 2003).

A principal diferença entre as simulações baseadas no modelo transitório (reduzido) e as do modelo subtransitório (detalhado) está nos transitórios a grandes perturbações. Segundo Ekanayake (2003), o regime transitório do modelo detalhado apresenta correntes com maiores magnitudes em relação ao modelo reduzido. Essas altas correntes podem fazer com que a

proteção (*crowbar*) do aerogerador retire a máquina de operação. Nesse caso, a atuação da proteção pode comprometer a curto-prazo a estabilidade transitória do sistema.

A estabilidade de longo-prazo está associada a equipamentos de dinâmica lenta provocada por sucessivos incrementos da demanda, causando pequenos distúrbios no sistema de potência, incapazes de provocar súbitas correntes nos enrolamentos do estator (LONDERO, 2014). Essa condição justifica adotar o modelo reduzido para a representação do DFIG em estudos de estabilidade de tensão. O modelo detalhado é indicado para estudos de estabilidade transitória e para estudos de *ridethrough*, os quais envolvem grandes perturbações (EKANAYAKE, 2003), como pode ser verificado nas equações 3.1 a 3.4 (KUNDUR, 1994).

$$V_{ds} = -R_s I_{ds} + X' \cdot I_{qs} + e'_d \quad (3.1)$$

$$V_{qs} = -R_s I_{qs} - X' \cdot I_{ds} + e'_q \quad (3.2)$$

$$\frac{d}{dt} e'_d = -\frac{1}{T'_0} \cdot [e'_d - (X - X') I_{qs}] + s \cdot e'_q - \frac{L_m}{L_{rr}} \cdot V_{qr} \quad (3.3)$$

$$\frac{d}{dt} e'_q = -\frac{1}{T'_0} \cdot [e'_q - (X - X') I_{ds}] - s \cdot e'_d + \frac{L_m}{L_{rr}} \cdot V_{dr} \quad (3.4)$$

Onde:

$$e'_d = -\frac{L_m}{L_{rr}} \cdot \lambda_{qr} \quad (3.5)$$

$$e'_q = \frac{L_m}{L_{rr}} \cdot \lambda_{dr} \quad (3.6)$$

$$X' = L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} = X_s + \frac{X_r \cdot X_m}{X_r + X_m} \quad (3.7)$$

$$T'_0 = \frac{L_{rr}}{R_r} = \frac{X_r + X_m}{R_r} \quad (3.8)$$

$$X = L_{ss} = X_s + X_m \quad (3.9)$$

Sendo:

X e X' são as reatâncias de circuito aberto e transitória, respectivamente;

L_{ss} , L_{rr} e L_m representam a indutância própria do estator, indutância própria do rotor e indutância de magnetização, todos em p.u., respectivamente;

e'_d e e'_q são respectivamente as componentes de eixo direto e quadratura da tensão transitória interna dada por $e' = e'_d + je'_q$, e;

T'_0 é a constante de tempo de circuito aberto dada em segundos.

As Equações 3.1 e 3.2 representam a relação entre a corrente e tensão do estator ao longo dos eixos d e q . Já as equações diferenciais 3.3 e 3.4 descrevem a dinâmica do rotor do DFIG. As correntes do rotor em p.u. nos eixos d e q são representadas conforme as equações 3.10 e 3.11, respectivamente (VIEIRA, 2009):

$$i_{dr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{ds} + \frac{e'_q}{L_m} \quad (3.10)$$

$$i_{qr} = \frac{L_m}{L_{rr}} i_{qs} + \frac{e'_d}{L_m} \quad (3.11)$$

Neste modelo adotado, os conversores são representados como fontes de tensão controladas segundo Rangel (2009), no qual são consideradas as componentes v_{dr} e v_{qr} para o controle da máquina DFIG, o qual será abordado na seção seguinte.

Com o modelo de ordem reduzida para a máquina DFIG, pode-se obter as equações do torque eletromagnético, e das potências ativa e reativa do estator e rotor da máquina segundo Kundur (1994), segundo as equações 3.12 a 3.16, respectivamente, as quais são úteis para a técnica do controle vetorial.

$$T_e = e'_d \cdot I_{ds} + e'_q \cdot I_{qs} \quad (3.12)$$

$$P_s = T_e \cdot \omega_s = \text{Re}\{\dot{V}_s \cdot I_s^*\} = V_{ds} \cdot I_{ds} + V_{qs} \cdot I_{qs} \quad (3.13)$$

$$Q_s = \text{Im}\{\dot{V}_s \cdot I_s^*\} = V_{qs} \cdot I_{ds} - V_{ds} \cdot I_{qs} \quad (3.14)$$

$$P_r = \text{Re}\{\dot{V}_r \cdot I_r^*\} = V_{dr} \cdot I_{dr} + V_{qr} \cdot I_{qr} \quad (3.15)$$

$$Q_r = \text{Im}\{\dot{V}_r \cdot I_r^*\} = V_{qr} \cdot I_{dr} - V_{dr} \cdot I_{qr} \quad (3.16)$$

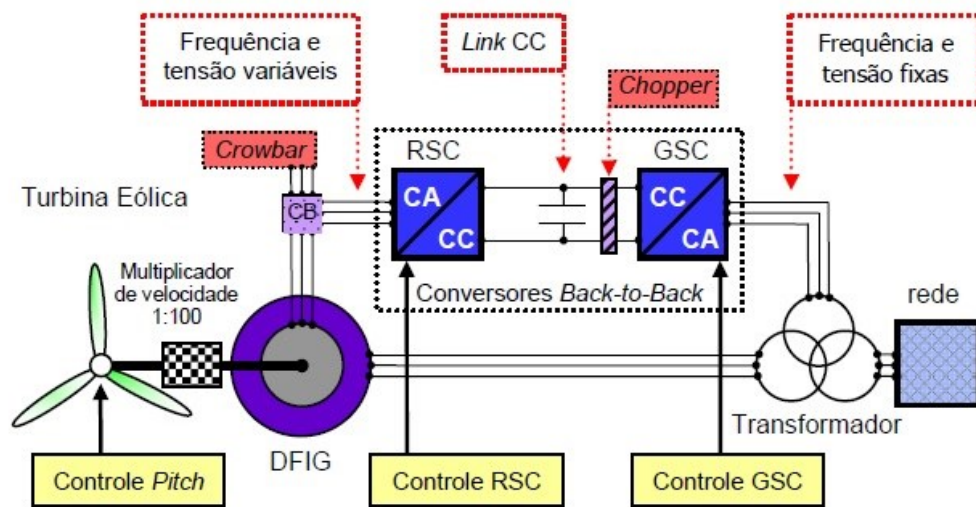
O modelo de ordem reduzida usa de modo independente os controles das potências ativa e reativa, cujos componentes da velocidade do rotor e da tensão terminal são desacoplados. Assim, após a falta, a tensão não é influenciada pela velocidade do rotor (AKHMATOV, 2003).

3.3 Controle do DFIG

O controle de potência ativa e reativa do DFIG é realizado particularmente pelos seus conversores estáticos, os quais possuem papel importante em estudos de estabilidade de tensão de longo-prazo. A Figura 3.2 mostra o esquema do controle geral do aerogerador DFIG, bem

como o *link CC* e a proteção do tipo *crow-bar*. O RSC tem como função injetar correntes no rotor da máquina controlando-a de modo a seguir uma estratégia definida. O controle dessas correntes é efetuado através de um sinal de comando do tipo PWM que comanda o ângulo de disparo dos IGBT's permitindo definir o fluxo de corrente desejado. Já o GSC opera com frequência de 60Hz, impondo assim a frequência de saída do aerogerador e, simultaneamente controla a tensão contínua do link CC. Todavia, este conversor pode também funcionar como um STATCOM (compensador estático de potência reativa).

Figura 3.2 Esquema de Controle do DFIG

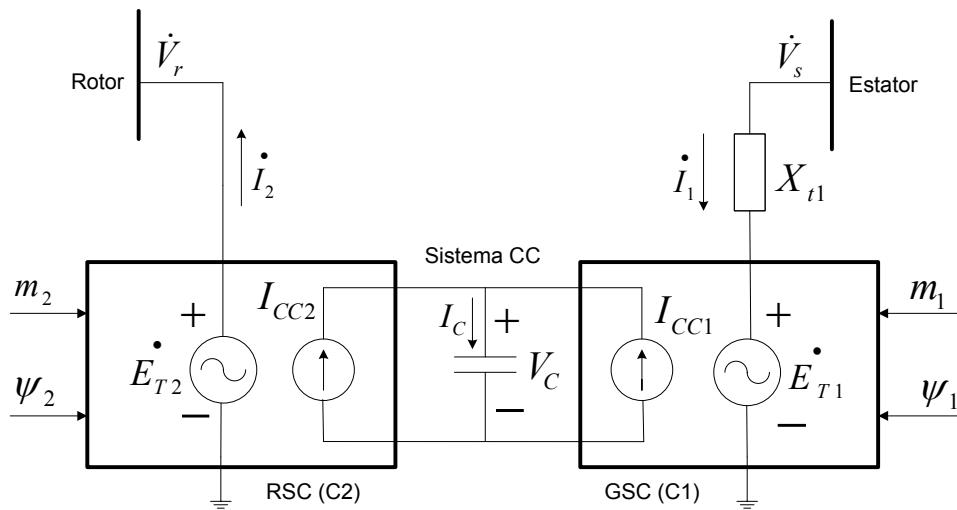


Fonte: Rangel (2005)

A Figura 3.3 representa o modelo para os conversores e link CC do DFIG. Para o sistema de potência, os conversores estáticos são vistos como fontes de tensão controladas, enquanto que para o link CC são vistos como fontes de correntes controladas. O *link CC* e os conversores podem ser vistos como um conversor *back-to-back* e fluxo bidirecional de potência compostos por pontes trifásicas para cada conversor.

A tensão CA de cada conversor possui módulo E_{T1} , E_{T2} e fase ψ_1 , ψ_2 controláveis para os conversores GSC e RSC, respectivamente. Sendo o módulo proporcional à tensão V_c do capacitor CC e ao fator de modulação do conversor m_1 ou m_2 , o qual varia entre 0 e 1 na região linear de operação do conversor. As correntes CC podem ser calculadas a partir das correntes CA, considerando o conversor sem perdas. E_T e ψ podem ser determinadas a partir das componentes d e q da tensão do conversor impostas pelo controle. Esse modelo considera também a dinâmica do capacitor CC (RANGEL *et al.*, 2005).

Figura 3.3 Modelo dos conversores e do link CC



Fonte: Rangel *et al.* (2005)

Para o rotor não existe transformador ligando o RSC ao enrolamento do rotor e ambos os conversores empregam uma ponte trifásica. Os sinais V_d e V_q de cada conversor são as saídas das malhas de controle, que podem ter diferentes propósitos de controle. Em resumo, o GSC controla a tensão V_c e a potência reativa Q_c fornecida pelo conversor, caso esteja operando com fator de potência diferente do unitário. Já o RSC controla a potência ativa P_s e reativa Q_s do estator fornecida pela máquina.

O aerogerador DFIG é muito sensível a faltas na rede elétrica, devido à dois fatores: o estator da máquina é diretamente conectado à rede; e o conversor possui capacidade de 30% da capacidade da máquina de indução. Contudo, o avanço da eletrônica de potência e estratégias de controle cada vez mais apuradas têm possibilitado o aumento da adoção desta tecnologia de aerogeradores na produção de energia eólica. A seguir é apresentada a técnica de controle vetorial adotada para o controle das malhas de controle do DFIG.

3.3.1 Controle Vetorial do DFIG

O controle da velocidade do rotor/torque eletromagnético e o controle da tensão/potência reativa nos terminais da máquina DFIG efetuados pelo conversor RSC recorrem ao controle das tensões nos eixos d e q a serem injetadas no rotor da máquina (VIEIRA, 2009). Assim, técnicas de controle vetorial proporcionam o controle independente do torque e da excitação do rotor pelo conversor no lado da máquina segundo Pena (1996).

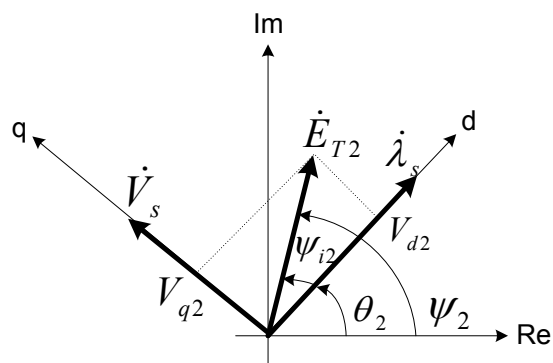
Pela filosofia do controle vetorial, a magnitude da corrente do rotor i_r é alterada pela variação da componente do eixo d (i_{dr}), para o controle da tensão terminal (ou potência reativa). Enquanto que variando-se a componente do eixo q da corrente do rotor (i_{qr}), pode-se ajustar a fase da corrente para o controle da velocidade do rotor (ou torque eletromagnético) da máquina (NUNES, 2003).

Então, o controle da tensão (ou potência reativa) é realizado pela componente do eixo d da corrente do circuito do rotor (i_{dr}), enquanto a componente do eixo q da corrente (i_{qr}) é responsável pelo controle da velocidade (ou torque eletromagnético) da máquina. Este é o princípio do controle vetorial do DFIG (PENA, 1996).

3.3.2 Controle do RSC

O principal objetivo do conversor ligado ao rotor RSC é controlar a potência ativa do estator, bem como a tensão terminal/fator de potência da máquina DFIG. A potência ativa é controlada pela velocidade do rotor ω_r através da curva de referência $P_{ref} \propto \omega_{ref}$, específica de cada fabricante. Já a potência reativa é controlada de forma a manter constante um fator de potência especificado ou a tensão terminal da máquina. Esse controle é realizado através do controle vetorial, sendo que a tensão terminal V_s (tensão do estator) encontra-se alinhada com o eixo q, enquanto que o fluxo do estator λ_s com o eixo d, conforme representado pela Figura 3.4.

Figura 3.4 Estratégia de controle do RSC

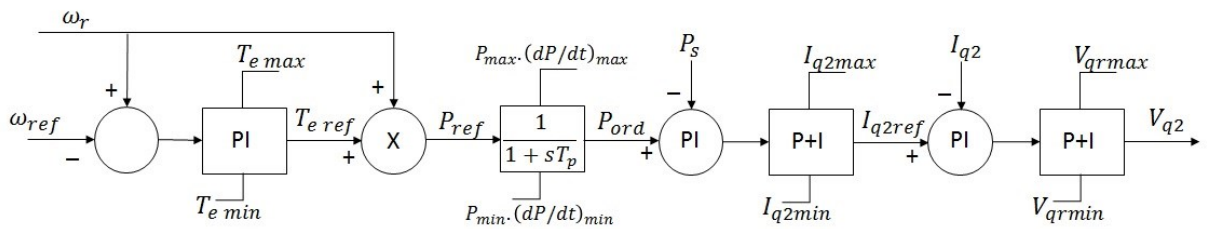


A Figura 3.5 apresenta a malha de controle do RSC, no qual a malha de controle de potência ativa (velocidade do rotor) está na Figura 3.5 (a), enquanto que a malha de controle da tensão terminal, fator de potência ou potência reativa está na Figura 3.5 (b). A potência ativa P_s

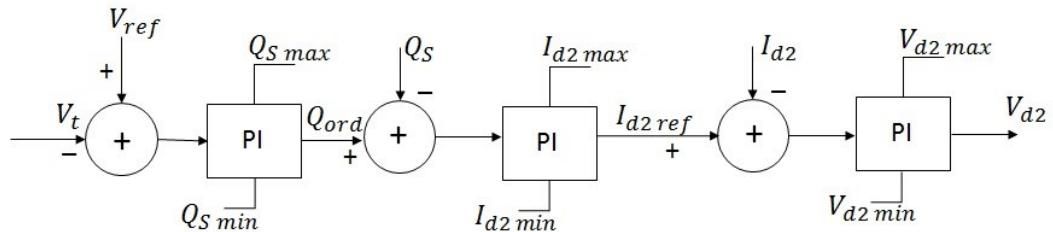
pode ser controlada pelo torque eletromagnético T_e através da velocidade do rotor ω_r e mais internamente pela componente I_{qr} (corrente do rotor no eixo q). Enquanto que a tensão terminal V_t é controlada pela potência reativa Q_s e mais internamente pela componente I_{dr} (corrente do rotor no eixo d). Nesta Figura 3.5, o índice 2 refere-se ao conversor 2 (RSC), e todas as demais variáveis com índice r referidas ao rotor podem também ser referidas pelo índice 2, já que a corrente pelo rotor é a mesma que atravessa o conversor 2.

Figura 3.5 Malhas de controle do RSC

(a) Malha de controle de potência ativa/velocidade do rotor



(b) Malha de controle da tensão terminal/fator de potência.



Fonte: Rangel *et al.* (2005)

Pela malha de controle de velocidade/potência ativa da Figura 3.5 (a), o erro de velocidade é processado por um controlador PI para produzir o torque de referência $T_{e\ ref}$, o qual serve de entrada para o mecanismo de controle de potência, produzindo o sinal de referência de potência P_{ord} . O erro de potência serve ao controlador PI para produzir $I_{q2\ ref}$. Este valor, por sua vez, é comparado com o valor medido I_{q2} , resultando em um sinal processado por um controlador tipo PI, que produz o sinal V_{q2} , que representa a componente q da tensão E_{t2} do conversor RSC.

Fazendo a mesma analogia para a malha de controle da tensão terminal (fator de potência) da Figura 3.5 (b), pode-se verificar que o erro de tensão serve para produzir o sinal de referência da potência reativa Q_{ord} , a qual por sua vez após passar por um controlador PI, produz a corrente de referência $I_{d2\ ref}$. Este sinal é comparado com o valor medido I_{d2} produzindo o sinal V_{d2} que representa a componente d da tensão E_{T2} do conversor RSC. Tanto o sinal da

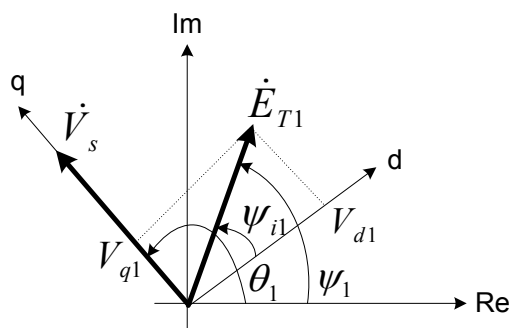
tensão do rotor no eixo d quanto no eixo q são produzidos pela malha de controle de potência ativa e potência reativa, respectivamente, os quais realimentam as equações diferenciais do comportamento dinâmico do estator e rotor da máquina.

É importante frisar que os limites das malhas de controle das potências ativa e reativa são considerados variáveis neste trabalho, já que dependem da velocidade do vento. Como exemplo, pode-se citar que com o aumento da velocidade do vento, a potência ativa aumenta, e as reservas de potência reativa diminuem (LONDERO, 2014). Assim, o limite de potência reativa pelo estator $Q_{s\ max}$ deve diminuir, e conseqüentemente a potência reativa injetada pela máquina. Os limites apresentados nas malhas de controle de potência ativa e reativa são considerados neste trabalho, os quais serão estudados na seção 3.6.

3.3.3 Controle do GSC

O principal objetivo do controle do GSC é manter a tensão do *link* CC constante, independentemente da direção e magnitude do fluxo de potência do rotor. Opcionalmente, o GSC pode fornecer potência reativa para controlar a tensão terminal da máquina (LONDERO, 2015). Não diferente do RSC, o GSC adota a técnica vetorial para alcançar seu objetivo. No sistema de referência dq , o eixo q de referência do conversor está alinhado com a tensão do estator V_s (tensão terminal da máquina) segundo Anaya-Lara et al., (2009), como pode ser visto na Figura 3.6. Esta técnica propicia o controle desacoplado das potências ativa e reativa injetadas ou absorvidas pelo conversor ligado à rede GSC (PENA, 1996).

Figura 3.6 Estratégia de controle do GSC



Segundo Pena et al. (1996), as equações, em p.u., que relacionam a tensão do conversor GSC com a tensão do estator em coordenadas d - q são dadas pelas equações 3.17 e 3.18.

$$V_{ds} = R_{t1} \cdot I_{d1} + x_{t1} \cdot \frac{dI_{d1}}{dt} - x_{t1} \cdot I_{q1} + V_{d1} \quad (3.17)$$

$$V_{qs} = R_{t1} \cdot I_{q1} + x_{t1} \cdot \frac{dI_{q1}}{dt} + x_{t1} \cdot I_{d1} + V_{q1} \quad (3.18)$$

Onde:

V_{ds} e V_{qs} são as componentes da tensão do estator GSC ($\dot{V}_s = V_{ds} + jV_{qs}$);

V_{d1} e V_{q1} são as componentes da tensão do conversor $\dot{E}_{T1} = V_{d1} + jV_{q1}$;

I_{d1} e I_{q1} são as componentes da corrente do conversor GSC $\dot{I}_1 = I_{d1} + jI_{q1}$;

R_{t1} e x_{t1} são a resistência e reatância do transformador de acoplamento, respectivamente.

Desprezando a resistência do transformador de acoplamento R_{t1} e os transitórios do estator $\frac{dI_1}{dt}$ pelo modelo reduzido do DFIG, obtém-se:

$$V_{ds} = -x_{t1} \cdot I_{q1} + V_{d1} \quad (3.19)$$

$$V_{qs} = x_{t1} \cdot I_{d1} + V_{q1} \quad (3.20)$$

Segundo a estratégia de controle vetorial da Figura 3.7, a tensão terminal (tensão do estator) \dot{V}_s está alinhada com o eixo q . Assim, as equações 3.21 e 3.22 apresentam as condições de contorno.

$$V_{qs} = V_s \quad (3.21)$$

$$V_{ds} = 0 \quad (3.22)$$

Substituindo as equações de contorno nas equações 3.19 e 3.20, resultam nas equações 3.23 e 3.24, que são as componentes nos eixos d e q da tensão do GSC \dot{E}_{t1} :

$$V_{d1} = x_{t1} \cdot I_{q1} \quad (3.23)$$

$$V_{q1} = V_s - x_{t1} \cdot I_{d1} \quad (3.24)$$

Com base na Figura 3.3, as potências ativa e reativa injetadas pelo conversor GSC são dadas por:

$$P_c = Re\{\dot{E}_{t1} \cdot \dot{I}_1^*\} = V_{d1} \cdot I_{d1} + V_{q1} \cdot I_{q1} \quad (3.25)$$

$$Q_c = \text{Im}\{\dot{E}_{t1} \cdot \dot{I}_1^*\} = V_{q1} \cdot I_{d1} - V_{d1} \cdot I_{q1} \quad (3.26)$$

Já as potências ativa e reativa injetadas pelo conversor GSC na rede elétrica são dadas por:

$$P = \text{Re}\{\dot{V}_s \cdot \dot{I}_1^*\} = V_{ds} \cdot I_{d1} + V_{qs} \cdot I_{q1} \quad (3.27)$$

$$Q = \text{Im}\{\dot{V}_s \cdot \dot{I}_1^*\} = V_{qs} \cdot I_{d1} - V_{ds} \cdot I_{q1} \quad (3.28)$$

Aplicando as condições de contorno $V_{qs} = V_s$ e $V_{ds} = 0$ nas equações 3.27 e 3.28, obtém-se:

$$P = V_s \cdot I_{q1} \quad (3.29)$$

$$Q = V_s \cdot I_{d1} \quad (3.30)$$

Substituindo primeiramente as equações 3.23 e 3.24 na equação 3.25 da potência ativa do GSC (P_c), chega-se a equação 3.31:

$$P_c = V_s \cdot I_{q1} \quad (3.31)$$

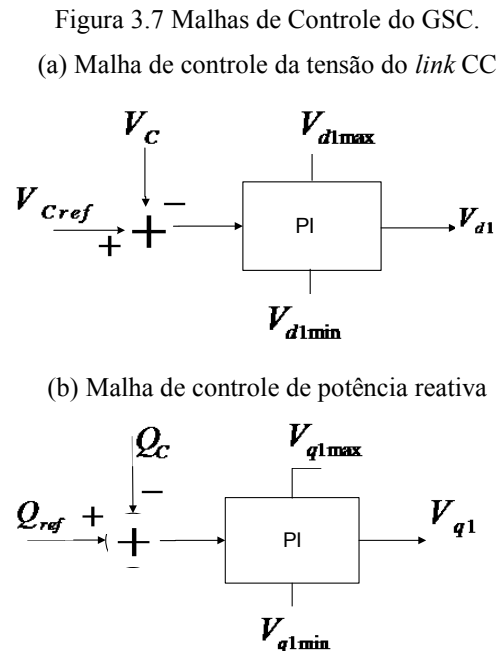
Comparando as Equações 3.29 e 3.31, verifica-se que a potência ativa entregue à rede elétrica (P) é igual a potência ativa do GSC (P_c), ou seja, não há perdas no transformador de acoplamento, e realmente, uma das condições do modelo reduzido do DFIG é desprezar a resistência do transformador de acoplamento do parque eólico para a rede elétrica. Pode-se concluir que não há perdas na transferência de potência ativa do GSC para o sistema de potência.

Do mesmo modo, as equações 3.23 e 3.24 podem ser substituídas na equação 3.26, resultando na Equação 3.32 da potência reativa do GSC (Q_c):

$$Q_c = Q - x_{t1} \cdot I_1^2 \quad (3.32)$$

A metodologia adotada para o controle do GSC utiliza o ajuste da corrente ao longo do eixo q I_{q1} ou pela componente V_{d1} para controlar a potência ativa (P_c) fornecida ou absorvida pelo conversor GSC, e assim, para o controle da tensão do link CC (V_c). Analogamente, o ajuste

da corrente ao longo do eixo d I_{d1} ou da componente V_{q1} é responsável pelo controle da potência reativa fornecida ou absorvida pelo conversor GSC. Esta é a estratégia de controle adotada para o conversor ligado à rede, que pode ser vista pela Figura 3.7.



Fonte: Rangel *et al.* (2005)

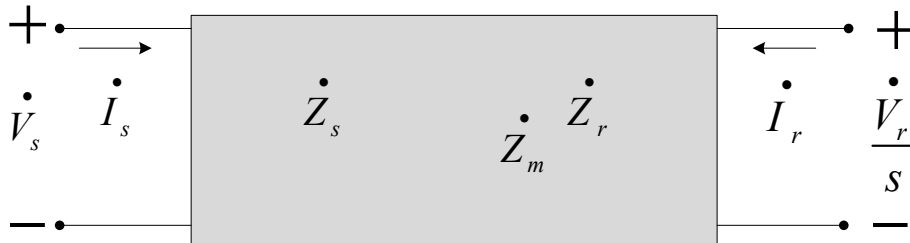
Normalmente, o GSC não fornece potência reativa para a rede elétrica, pois opera com fator de potência unitário. Porém, em estudos de estabilidade de tensão, o fornecimento de potência reativa pelos aerogeradores para controle de tensão é uma alternativa complementar, pois reduz as perdas e o congestionamento do sistema de transmissão (LONDERO, 2015). Então, neste trabalho, o GSC é usado como um complemento no fornecimento de reativos para melhorar a margem de estabilidade de tensão do sistema.

3.4 Limites das Variáveis dos Conversores RSC e GSC (LONDERO, 2014)

Como visto anteriormente, máquina eólica DFIG pode controlar de modo independente as potências ativa e reativa. Entretanto, a capacidade de potência reativa é limitada pela corrente do rotor, corrente do estator e pela tensão do rotor da máquina, conforme descreve Lund (2007), e para investigar os efeitos desses limites, o aerogerador DFIG pode ser representado por um modelo T equivalente, como pode ser visto pela Figura 3.8.

A partir do quadripolo, pode-se obter a Equação 3.33. As equações 3.38, 3.39 e 3.40 são importantes para a análise da potência aparente do estator como função das variáveis do rotor.

Figura 3.8 Modelo T equivalente do DFIG



$$\begin{bmatrix} \dot{V}_s \\ \dot{v}_r \\ s \end{bmatrix} = [Z] \cdot \begin{bmatrix} \dot{I}_s \\ \dot{I}_r \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

$$[Z] = \begin{bmatrix} Z_s + Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_r + Z_m \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Onde

$$Z_r = \frac{R_r}{s} + jX_r \quad (3.35)$$

$$Z_s = R_s + jX_s \quad (3.36)$$

$$Z_m = jX_m \quad (3.37)$$

A partir da equação 3.33 pode-se obter as Equações 3.38, 3.39 e 3.40 das correntes em função das tensões.

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_s \\ \dot{I}_r \end{bmatrix} = [Y] \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_s \\ \dot{v}_r \\ s \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{I}_s \\ \dot{v}_r \\ s \end{bmatrix} = [G] \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_s \\ \dot{I}_r \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{v}_r \\ s \\ -\dot{I}_s \end{bmatrix} = [B] \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_s \\ \dot{I}_s \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

Onde

$[Y]$, $[G]$ e $[B]$ são respectivamente, as matrizes admitância, condutância e susceptância, e são obtidas a partir da matriz impedância $[Z]$.

O cálculo completo dessas matrizes pode ser encontrado em Lund (2007) e Rorato (2014). Se o DFIG for conectado em uma rede elétrica forte, a tensão no lado primário do transformador será próxima de 1 p.u. Sendo a impedância do transformador desprezada, a tensão do estator pode ser considerada constante. A tensão do rotor da máquina é limitado pela corrente e tensão nominais do RSC e pela corrente nominal dos enrolamentos do estator.

3.4.1 Limite da Corrente no Rotor

Basicamente, o limite da corrente no rotor é determinado pela capacidade do conversor do lado do rotor (RSC), cuja potência é em torno de 30% da potência do gerador de indução. Por este motivo, o DFIG tem maior potencial em absorver potência reativa do que em injetar potência reativa. A potência aparente do estator em função da tensão do estator e a corrente do rotor pode ser expressa pela Equação 3.41.

$$S_{Ir} = -V_s \cdot I_s^* \quad (3.41)$$

Entretanto, para que a potência aparente seja expressa em função da corrente no rotor, é necessário escrever a corrente no estator I_s em função da corrente no rotor I_r :

$$I_s = G_{11} \cdot V_s + G_{12} \cdot I_r \quad (3.42)$$

Substituindo a Equação 3.42 na Equação 3.41, bem como a matriz condutância G , e desprezando a resistência do transformador, resulta a Equação 3.43:

$$S_{Ir} = -j \cdot |V_s|^2 \cdot \frac{1}{X_s + X_m} + V_s \cdot I_r^* \cdot \frac{X_m}{X_s + X_m} \quad (3.43)$$

Alternativamente, a potência aparente pode ser escrita como a equação de um círculo com raio igual à potência aparente e o centro pela potência ativa e reativa, como pode ser visto na Equação 3.44:

$$S_{Ir}^2 = (Q_s - Q_{0s})^2 + (P_s - P_{0s})^2 \quad (3.44)$$

Onde:

P_s : potência reativa injetada no estator [p.u.];

Q_{0s} : potência reativa (centro) [p.u.];

P_s : potência ativa injetada no estator [p.u.];

P_{0s} : potência ativa (centro) [p.u.].

Desprezando a potência ativa P_{0s} já que a resistência do rotor é usualmente muito baixa, e isolando a potência reativa Q_s , obtém-se:

$$Q_s = \sqrt{S_{Ir}^2 - P_s^2} + Q_{0s} \quad (3.45)$$

Analisando a equação 3.43, pode-se escrever que:

$$S_{Ir} = |V_s| \cdot |I_r| \cdot \left| \frac{X_m}{X_s + X_m} \right| \quad (3.46)$$

e

$$Q_{0s} = -\frac{|V_s|^2}{X_s + X_m} \quad (3.47)$$

Onde

$|V_s|$ módulo da tensão terminal (tensão do estator) [p.u.];

$|I_r|$ módulo da corrente rotor [p.u.];

X_m, X_s reatância de magnetização (reatância do núcleo) e reatância do estator [p.u.].

Nota-se que Q_{0s} é negativo independente de qualquer variação da tensão terminal V_s , o que diminui a capacidade de injeção de potência reativa e favorece a absorção de reativos do DFIG, o que compromete o desempenho do DFIG na estabilidade de tensão.

Analisando a equação $S_{Ir} = |V_s| \cdot |I_r| \cdot \left| \frac{X_m}{X_s + X_m} \right|$, deve-se concluir que o limite de potência reativa é definido pela corrente do rotor, desde que a tensão terminal da máquina seja constante. Caso a tensão terminal V_s varie, o limite de potência reativa do GSC (Q_{smax}) também varia de modo proporcional. Então, para que seja alcançado o limite máximo de potência reativa, deve-se ter a corrente máxima permitida no rotor da máquina (I_{rmax}), que não deve extrapolar a capacidade do conversor ligado ao rotor. Assim,

$$Q_{smax} = \sqrt{S_{lrmax}^2 - P_s^2} + Q_{0s} \quad (3.48)$$

Onde:

$$S_{lrmax} = |V_s| \cdot |I_rmax| \cdot \left| \frac{X_m}{X_s + X_m} \right| \quad (3.49)$$

3.4.2 Limite da Tensão no Rotor

O valor máximo da potência aparente do rotor é limitada pela sua tensão máxima, que é definido pela capacidade do RSC. Como a tensão no rotor é muito maior que a corrente no rotor, a corrente no rotor acaba sendo o fator limitante. Por esta razão, os limites de tensão das malhas de controle do RSC foram definidos como os valores de tensão nominal, não apresentando nenhuma limitação para o controle de tensão. Usando a Equação 3.38, pode-se expressar a corrente no estator em função da tensão no rotor. Assim:

$$I_s = Y_{11} \cdot V_s + Y_{12} \cdot \frac{V_r}{s} \quad (3.50)$$

Sabendo que a potência aparente do estator é dada pela Equação 3.46, pode-se escrever S_{lr} em função da tensão no rotor, substituindo a Equação 3.50 em 3.46, e substituindo a matriz $[Y]$ e desprezando as resistências, obtém-se:

$$S_{vr} = -j \cdot \frac{|V_s|^2}{X_r + X_s} + j \cdot V_s \cdot \frac{V_r^*}{s} \cdot \frac{1}{X_r X_s} \quad (3.51)$$

Analisando a Equação 3.51, pode-se concluir que o primeiro termo é constante, uma vez que a tensão terminal é constante pelo controle do DFIG. Já o segundo termo é variável com o escorregamento e com a tensão no rotor V_r . Fixando o valor da tensão do rotor em seu valor nominal, a equação 3.51 pode ser usada para avaliar a capacidade de potência reativa do DFIG. Para tal, pode-se escrever a potência aparente como uma equação de um círculo com raio igual a potência aparente e centro no ponto (P_{0v}, Q_{0v}) .

$$S_{vr}^2 = (Q_s - Q_{0v})^2 + (P_s - P_{0v})^2 \quad (3.52)$$

Onde:

P_s : potência reativa injetada no estator [p.u.];

Q_{ov} : potência reativa drenada pela máquina [p.u.];

P_s : potência ativa injetada no estator [p.u.];

P_{ov} : potência dissipada pela máquina (centro) [p.u.].

Desprezando P_{ov} já que a resistência é desprezada, e isolando Q_s tem-se:

$$Q_s = \sqrt{S_{vr}^2 - P_s^2} + Q_{ov} \quad (3.53)$$

$$\text{Sendo que } S_{vr} = \left| \frac{V_r}{s} \right| \cdot |V_s| \cdot \left| \frac{1}{X_r + X_s} \right| \text{ e } Q_{ov} = -\frac{|V_s|^2}{X_r + X_s}$$

Pela Equação 3.53 percebe-se que o limite máximo de potência reativa do estator será máximo quando S_{vr} for máximo, e conseqüentemente, quando a tensão no rotor for máxima, desde que a tensão terminal não varie. Pode-se observar que a variação da tensão terminal V_s influencia diretamente proporcional a potência aparente S_{vr} , assim quando há uma redução da tensão terminal, há uma diminuição da capacidade de potência reativa do DFIG.

Basicamente, o limite da tensão no rotor (V_{rmax}) é definido pela capacidade do conversor RSC, sendo normalmente igualado a tensão nominal do conversor. Assim, o limite de injeção/absorção de potência reativa Q_{smax} será dado pela Equação 3.54.

$$Q_{smax} = \sqrt{S_{vrmax}^2 - P_s^2} + Q_{ov} \quad (3.54)$$

Onde:

$$S_{vr \max} = \left| \frac{V_{r \max}}{s} \right| \cdot |V_s| \cdot \left| \frac{X_m}{(X_r + X_s)X_m + X_r X_s} \right|$$

e

$$Q_{ov} = -|V_s|^2 \cdot \left(\frac{X_m + X_r}{(X_r + X_s)X_m + X_r X_s} \right)$$

Sendo:

S_{vr} - potência aparente do estator como função da tensão no rotor [p.u.];

P_s - potência ativa injetada no estator [p.u.];

Q_{ov} - potência reativa no centro do círculo [p.u].

Através desta análise, conclui-se que a tensão no rotor é o fator menos limitante em relação à corrente no estator e à corrente no rotor.

3.4.3 Limite da Corrente do Estator

O estator não apresenta nenhuma restrição em relação ao conversor. Assim, o limite máximo de injeção/absorção de potência reativa (Q_{smax}) é atingido quando se tem a potência aparente máxima permitida no estator da máquina, o que é determinada pelo valor máximo do módulo da tensão e da corrente que circulam pela estator, desde que não danifiquem seus enrolamentos. Então,

$$S_s^2 = P_s^2 + Q_s^2 \quad (3.55)$$

Isolando Q_s , e substituindo por Q_{smax} , tem-se:

$$Q_{smax} = \sqrt{S_{smax}^2 - P_s^2} \quad (3.56)$$

Sendo que,

$$S_{smax} = |V_s| \cdot |I_{smax}| \quad (3.57)$$

onde:

S_{smax} - a potência aparente máxima permitida no estator da máquina;

V_s - tensão no estator da máquina;

I_{smax} - limite de corrente no estator.

Pode concluir que o limite máximo de potência reativa depende da máxima corrente permitida nos enrolamentos do estator da máquina.

3.5 Definição dos Limites de Potência Reativa do DFIG

Os limites de potência reativa do DFIG são definidos pela interseção das Equações 3.48, 3.54 e 3.56, sendo escolhido o valor de menor módulo (LONDERO, 2015). Analisando essas equações, conclui-se que a corrente do rotor é o fator limitante para injeção de potência reativa por parte do DFIG sendo governado pela Equação 3.39. Já o limite de absorção de potência reativa é definido pela Equação 3.48 referente ao limite de corrente do estator.

3.6 Influência das Potências Ativa e Reativa Totais Fornecidas pelo DFIG na Curva de Capacidade

A potência ativa total fornecida pelo DFIG P_t é dada pela soma da potência ativa fornecida pelo estator P_s e a potência ativa fornecida pelo GSC P_c conforme pode ser verificado na Figura 3.1. Assim, pode escrever a Equação 3.58.

$$P_t = P_s + P_c \quad (3.58)$$

Como a potência ativa fornecida pelo GSC é igual à potência ativa fornecida pelo RSC P_r já que as perdas nos enrolamentos e nos conversores são desprezadas, pode-se alterar a Equação 3.58 para a Equação 3.59.

$$P_t = P_s + P_r \quad (3.59)$$

Sabendo que a potência aparente no rotor da máquina é dada por $S_r = -V_r \cdot I_r^*$, no qual o sinal negativo deve-se a convenção adotada para a potência saindo da máquina. Substituindo então a equação da tensão no rotor V_r na Equação 3.59, bem como a matriz G, têm-se:

$$S_r = -s \cdot \frac{(Z_r + Z_s)Z_m + Z_r \cdot Z_s}{Z_s + Z_m} \cdot |I_r|^2 - s \cdot \frac{Z_m}{Z_s + Z_m} \cdot V_s \cdot I_r^* \quad (3.60)$$

O produto $Z_r \cdot Z_s$ é muito menor do que $(Z_r + Z_s)Z_m$. Desprezando as resistências por serem muito menores que as reatâncias, pode-se escrever a Equação 3.60 como a Equação 3.61.

$$S_r = -js \cdot \frac{(X_r + X_s)X_m}{X_s + X_m} |I_r|^2 - s \cdot \frac{X_m}{X_s + X_m} V_s I_r^* \quad (3.61)$$

Comparando a parte real das Equações 3.61 e 3.54 que representa a potência aparente do estator em função da corrente no rotor, pode-se escrever:

$$P_r = -s \cdot P_s \quad (3.62)$$

Pela Equação 3.62 pode-se concluir que a potência ativa no rotor da máquina P_r é dada pela potência no estator P_s multiplicada pelo escorregamento s , mas em sentido oposto. Substituindo a Equação 3.62 na Equação 3.59, tem-se:

$$P_t = P_s + (-s \cdot P_s) = P_s(1 - s) \quad (3.63)$$

Então:

$$P_s = \frac{P_t}{1-s} \quad (3.64)$$

$$P_r = P_c = -s \cdot \frac{P_t}{1-s} \quad (3.65)$$

A Equação 3.64 é importante para a definição dos limites de fornecimento/absorção de potência reativa do estator da máquina, os quais são dados pelas Equações 3.48, 3.54 e 3.56. Enquanto que a Equação 3.65 é importante para a definição dos limites de potência reativa do rotor do DFIG, e conseqüentemente do GSC, já que o link CC não transfere nenhuma potência reativa. Assim, os conversores RSC e GSC possuem uma operação independente uma da outra, e a potência aparente dos conversores não pode ser relacionada. A potência aparente fornecida pelo conversor no lado da rede (GSC) é:

$$S_c = \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} \quad (3.66)$$

Portanto, o limite de potência reativa do GSC pode ser representado por:

$$Q_{cmax} = \sqrt{S_{cmax}^2 - P_c^2} \quad (3.67)$$

Onde:

Q_{cmax} - limite de potência reativa do conversor

S_{cmax} - máxima potência aparente que o conversor pode operar;

P_c - potência ativa fornecida pelo GSC.

A definição do limite de potência reativa do GSC é importante quando ele opera com fator de potência diferente de 1, podendo fornecer reativos para a rede elétrica. Assim, a potência reativa total fornecida pelo DFIG Q_t é obtida pela Equação 3.68.

$$Q_t = Q_s + Q_c \quad (3.68)$$

Onde:

Q_s - potência reativa fornecida pelo estator;

Q_c - potência reativa fornecida pelo conversor do lado da rede.

E o limite de potência reativa que a máquina pode fornecer é dado pela equação 3.69:

$$Q_{tmax} = Q_{smax} + Q_{cmax} \quad (3.69)$$

Diferente do limite de injeção de potência reativa por parte do estator Q_{smax} que é limitada pela corrente do rotor, o limite do conversor GSC Q_{cmax} não sofre nenhuma interferência do conversor RSC devido ao desacoplamento proporcionado pelo *link* CC. Substituindo as Equações 3.54 e 3.67 em 3.69, tem-se:

$$Q_{tmax} = \sqrt{S_{rmax}^2 - P_s^2} + Q_{0s} + \sqrt{S_{cmax}^2 - P_c^2} \quad (3.70)$$

O limite de potência reativa do DFIG dado pela Equação 3.44 é válido quando o GSC está operando com fator de potência diferente de um, caso contrário, a capacidade de reativos é dado somente pelo limite de potência reativa do estator da máquina.

Para obter a capacidade de absorção de reativos do DFIG é necessário substituir as Equações 3.55 e 3.67 em 3.69. Então:

$$Q_{tmax} = \sqrt{S_{smax}^2 - P_s^2} + \sqrt{S_{cmax}^2 - P_c^2} \quad (3.71)$$

Escrevendo os limites de injeção (Q_{i_tmax})/absorção (Q_{a_tmax}) de potência reativa do DFIG em função da potência ativa total fornecida pelo DFIG (P_t), tem-se:

$$Q_{i_tmax} = \sqrt{S_{lrmax}^2 - \left(\frac{P_t}{1-s}\right)^2} + Q_{0s} + \sqrt{S_{cmax}^2 - \left(-s \cdot \frac{P_t}{1-s}\right)^2} \quad (3.72)$$

e

$$Q_{a_tmax} = \sqrt{S_{smax}^2 - \left(\frac{P_t}{1-s}\right)^2} + \sqrt{S_{cmax}^2 - \left(-s \cdot \frac{P_t}{1-s}\right)^2} \quad (3.73)$$

Sendo que a Equação 3.72 representa a capacidade de potência reativa do DFIG, enquanto que a Equação 3.73 representa o limite de absorção de reativos do DFIG. Pode-se notar que a corrente no rotor é o fator limitante para a injeção de potência reativa pelo DFIG. Por outro lado, a potência reativa absorvida é limitada pela corrente do estator da máquina.

3.7 A Curva de Capacidade

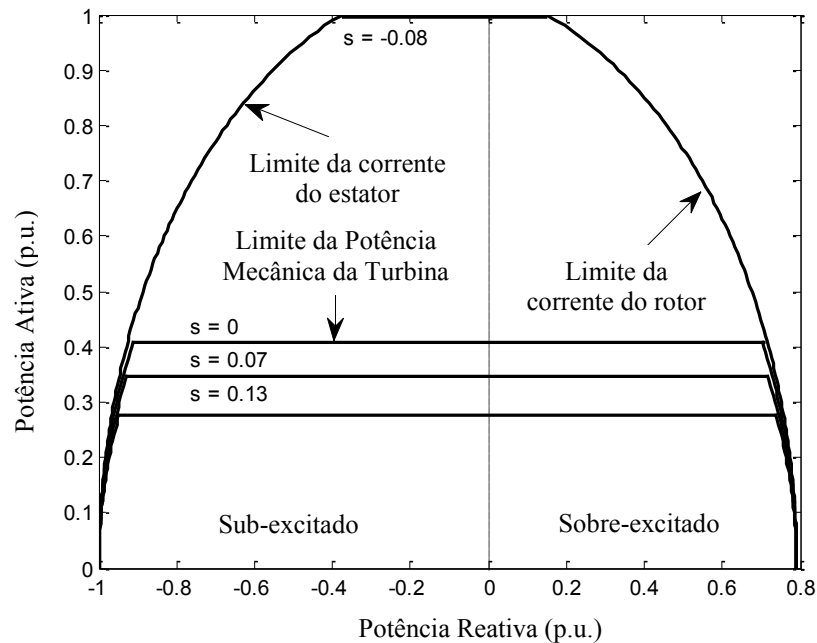
A curva de capacidade do DFIG é uma curva que define o limite de potência reativa em função da sua potência ativa com determinado escorregamento da máquina. Conhecendo a velocidade do rotor da máquina w_r , pode-se encontrar o escorregamento da máquina s através da Equação 3.74.

$$s = \omega_s - \omega_r = 1 - \omega_r \quad (3.74)$$

A potência ativa total P_t do DFIG está relacionada com a velocidade do rotor w_r através da curva de referência $P_{ref} \times w_{ref}$ fornecida pelo fabricante. A partir dessa curva, pode-se obter o escorregamento da máquina $s = -0.8$, determinado pela potência máxima do aerogerador.

Para completar a curva de capacidade, todos os fatores limitantes para a capacidade de potência reativa mencionados neste capítulo como a corrente no rotor, a tensão no rotor e a corrente no estator são combinados. Analisando as Equações 3.72 e 3.73, e sabendo que Q_{0s} é negativo, pode-se concluir que o limite de injeção de reativos por parte do DFIG será sempre menor que a capacidade de absorção de potência reativa da máquina. Com isso, tem-se a curva de capacidade do DFIG mostrada na Figura 3.9 considerando o GSC operando com fator de potência unitário, conforme Londero (2015).

Figura 3.9 Curva de capacidade do DFIG considerando o fator de potência unitário do GSC



Fonte: Londero (2014)

Quando o DFIG está operando na condição subssíncrona ($s > 0$), ou seja, quando a velocidade do vento está abaixo da velocidade nominal, o controle de ângulo de passo não atua, e a velocidade é controlada indiretamente através da tensão e frequência aplicada no rotor da máquina. Nesse caso, o rotor consome potência ativa a partir da rede.

Entretanto, quando a velocidade do vento está acima da velocidade nominal, isto é, em velocidade sobressíncrona ($s < 0$) há a atuação do controle de ângulo de passo a fim de limitar a potência gerada. Mantêm-se a velocidade do gerador constante, através da tensão e frequência aplicada no rotor. Além disso, controla-se as potências ativa e reativa injetada/consumida pelo gerador. Nesse caso, o rotor fornece potência ativa para a rede (LUND, 2007).

Observando a curva de capacidade do DFIG na Figura 3.10, percebe-se que quando a velocidade do rotor diminui, a potência ativa da máquina também diminui, e o escorregamento se torna positivo. Nessa condição de operação, a curva de capacidade é comprimida pelo limite de potência mecânica.

Para o caso em que o escorregamento é negativo, ou seja, em operação sobre-síncrona, a curva de capacidade se expande, já que nesse caso, há o aumento da potência ativa da máquina.

O DFIG é mais tendencioso a absorver potência reativa do que a fornecer, como definido pelo termo negativo Q_{os} da Equação 3.47. Quando a máquina é carregada, o limite de injeção de potência reativa reduz-se mais do que o limite de absorção de potência reativa. Isso

compromete a estabilidade de tensão, pois ao atingir o limite de potência reativa a tensão terminal perde controlabilidade, afetando a tensão terminal e a capacidade de potência reativa da máquina.

Além disso, durante as condições de vento baixo, o que significa valores baixos de potência ativa gerada, o limite de potência reativa é maior do que em condições de vento alto. Este comportamento não é favorável para problemas de instabilidade de tensão.

O impacto da tensão do estator (ou tensão terminal) na curva de capacidade do DFIG pode ser analisada pelas Equações 3.48, 3.54 e 3.56, já que as potências aparentes do rotor e do estator da máquina são em função da tensão terminal da máquina V_s como pode ser visto pelas Equações 3.46 e 3.57.

Assim, se a tensão terminal diminui, a potência aparente diminui e o limite de potência reativa do DFIG também diminui na mesma proporção. Esse comportamento é prejudicial para a estabilidade de tensão já que à medida que há o aumento de carga, a tensão terminal da máquina diminui e as reservas de reativo também diminuem, comprometendo a estabilidade de tensão.

Para tentar solucionar esse cenário, o GSC pode entrar em operação para fornecer potência reativa para o barramento terminal, expandindo a capacidade de potência reativa, conforme pode ser verificado pela Equação 3.46.

3.8 Cálculo dos Limites das Malhas de Controle do RSC

Nesta seção são mostradas as definições dos limites das malhas de controle de potências ativa e reativa do RSC mostrados na Figura 3.6, bem como os limites de tensão conforme calculadas em Londero (2014).

3.8.1 Malha de Controle de Potência Ativa do RSC

A potência nominal que a turbina eólica pode fornecer é definida pelas suas características aerodinâmicas e pelo comprimento das pás, determinando assim, os limites máximos e mínimos da potência ativa. Então, pela Equação 3.75 do torque, pode-se obter o torque máximo e mínimo a partir das potências máxima e mínima fornecidas pelo fabricante.

$$T_e = \frac{P}{\omega_r} \quad (3.75)$$

Onde:

T_e – torque eletromagnético;

P – potência ativa;

ω_r – velocidade síncrona do rotor;

Segundo Londero (2014), a potência ativa do estator da máquina (P_s) é dada pela equação 3.76. Desta equação, pode-se calcular os limites da componente q da corrente do rotor I_{qr} .

$$P_s = V_s \cdot \frac{L_m}{L_{ss}} \cdot I_{qr} \quad (3.76)$$

Isolando I_{qr} , tem-se:

$$I_{qr} = \frac{P_s \cdot L_{ss}}{V_s \cdot L_m} \quad (3.77)$$

Sendo $P_s = T_e \cdot \omega_r$ e $\omega_r = 1 \text{ p.u.}$, tem-se:

$$I_{qr} = \frac{T_e \cdot L_{ss}}{V_s \cdot L_m} \quad (3.78)$$

Logo, a corrente máxima do rotor I_{qrmax} e a corrente mínima do rotor I_{qrmin} podem ser calculadas pelos valores do torque máximo e torque mínimo, respectivamente, segundo a Equação 3.75. Entretanto, I_{qrmax} e I_{qrmin} podem ser calculadas em função da potência ativa do rotor (P_s) segundo Anaya-Lara et al. (2009):

$$I_{qrmax} = \frac{(X_s + X_m) P_s}{V_s X_m} \quad (3.79)$$

Naturalmente, o limite mínimo da componente q da corrente do rotor I_{qrmin} é nulo.

O limite máximo da corrente do rotor no eixo d (I_{drmax}) presente na Figura 3.12 pode ser relacionada com a potência ativa máxima (Q_{smax}) conforme Anaya-Lara et al. (2009):

$$I_{drmax} = \frac{(X_s + X_m) Q_{smax} + V_s^2}{V_s X_m} \quad (3.80)$$

3.8.2 Malha de Controle de Potência Reativa do RSC

O limite máximo Q_{smax} e o limite mínimo Q_{smin} de potência reativa correspondem aos limites de injeção e absorção de potência reativa do estator. Então, para calcular os limites I_{d2max} e I_{d2min} que correspondem às componentes de injeção e absorção de reativos, pode-se recorrer à equação 3.43 da potência reativa do estator.

$$Q_s = -\frac{V_s^2}{L_m} + \frac{L_m \cdot V_s}{L_{ss}} \cdot I_{dr} \quad (3.81)$$

Isolando I_{dr} , tem-se:

$$I_{dr} = \frac{Q_s \cdot L_{ss} + V_s^2}{L_m \cdot V_s} \quad (3.82)$$

Então, pode-se concluir que I_{d2max} e I_{d2min} são definidos por Q_{smax} e Q_{smin} , respectivamente.

3.8.3 Limites de Tensão do RSC

Conforme foi visto na seção anterior, as malhas de controle do RSC com conversores do tipo fonte de tensão comandam as componentes da corrente do rotor (I_{dr} e I_{qr}), bem como a velocidade do rotor ou tensão terminal. Segundo Sloopweg (2003), a malha interna de controle da corrente pode ser desprezada, tendo-se em vista que as suas constantes de tempo são muito menores quando comparadas com as da malha externa de controle da tensão.

Entretanto, durante uma falta em que a tensão terminal sofre uma queda significativa, essa suposição de que a tensão terminal seja considerada constante não é mais válida. Porém, para estudos de estabilidade de tensão de longo-prazo em que a tensão terminal não varia bruscamente, pode-se considerar o modelo proposto por Sloopweg (2003), no qual os conversores são modelados como fontes de corrente controladas.

Apesar disso, neste trabalho, a malha de corrente foi considerada, sendo que os limites de tensão foram escolhidos com valores suficientemente altos (1 p.u.) de tal forma que a tensão do rotor não seja saturada.

3.9 Conclusão

Neste capítulo foram vistos os principais aspectos relacionados ao gerador de indução duplamente alimentado para estudos de estabilidade de tensão. Este tipo de aerogerador opera em sistemas eólicos a velocidade variável, merecendo destaque no cenário mundial, já que pode injetar potência reativa no sistema elétrico a partir de seu conversor ligado ao estator da máquina.

O modelo dinâmico para estudos de estabilidade transitória, bem como as malhas de controle do DFIG foram apresentados. Foi visto também a estratégia do controle vetorial usado nas malhas de controle do conversor RSC e GSC. Uma consideração importante é a contribuição do DFIG no suporte de potência reativa para aumento da margem de estabilidade de tensão.

Capítulo 4 – Estabilidade e Controle de Tensão

4.1 Introdução

A estabilidade de tensão é um dos assuntos mais estudados atualmente devido ao crescente aumento da demanda de energia elétrica em todo o mundo. Além disso, esse aumento gradativo do consumo de energia não é acompanhado na mesma proporcionalidade de investimentos e melhorias nos sistemas de transmissão de energia elétrica, fazendo com que os sistemas de potência se tornem cada vez mais sobrecarregados. Esse cenário pode acarretar problemas sérios como a instabilidade de tensão, e em casos mais graves, blecaute no sistema de potência.

Já a instabilidade de tensão é caracterizada pela progressiva queda dos níveis de tensão em uma determinada área ou até mesmo em toda a área de um sistema elétrico em um período de tempo que pode variar desde segundos até em minutos.

A principal causa para a instabilidade de tensão é a incapacidade do sistema elétrico em prover a potência reativa para a rede, porém a característica da carga, os dispositivos usados no controle de tensão, e os equipamentos de proteção podem influenciar significativamente na estabilidade de tensão. Então para sistemas altamente carregados, tem-se normalmente o comprometimento da estabilidade de tensão. Para tentar solucionar este problema alguns centros de operação têm adotado o controle coordenado de tensão, cuja principal filosofia é dividir o sistema elétrico em áreas, de tal forma que as perturbações possam ser tratadas por máquinas síncronas e/ou dispositivos de controle, através da variação das referências de tensão e dos fatores de participação de geração de potência reativa.

Este capítulo aborda na Seção 4.2 os aspectos gerais sobre a estabilidade de tensão, tais como: conceito, classificação, e curva PV. As definições sobre o controle de tensão e potência reativa são abordadas na Seção 4.3, e as subseções seguintes apresentam os três níveis do controle coordenado de tensão.

4.2 Estabilidade de Tensão

O conceito de estabilidade de tensão está fortemente relacionado ao conceito de estabilidade de sistemas de potência. Levando em consideração a estabilidade em sistemas de potência interconectados, ou seja, em sistemas globais, conforme mencionado em IEEE/CIGRE Task Force (2004), tem-se:

A Estabilidade de Sistema de Potência é a habilidade de um sistema elétrico de potência, para uma dada condição de operação inicial, de retornar para um estado de equilíbrio depois de ser submetido a um distúrbio físico, com a maioria das variáveis limitadas tal que praticamente todo o sistema permaneça intacto.

O conceito de estabilidade de tensão está relacionado a este conceito, tendo a tensão elétrica como a variável de interesse. Então, pode-se citar abaixo segundo o IEEE/CIGRE Task Force (2004):

A estabilidade de tensão refere-se à habilidade de um sistema de potência em permanecer com tensões estacionárias em todas as barras do sistema após ser submetido a um distúrbio para uma dada condição de operação inicial.

Um sistema elétrico entra em um estado de instabilidade de tensão quando um distúrbio, aumento de carga, ou alteração nas condições do sistema causam um progressivo e descontrolado declínio da tensão (KUNDUR, 1994). O principal fator que causa a instabilidade de tensão é a falta de capacidade do sistema de potência em prover a demanda de potência reativa.

O sistema de potência é um sistema altamente não-linear que opera em um ambiente em constante mudança; cargas, saídas de geração e parâmetros operacionais que mudam continuamente. Quando sujeito a uma perturbação, a estabilidade do sistema depende da condição inicial de operação bem como da natureza da perturbação. Já a estabilidade de tensão, especificamente, depende da habilidade do sistema em manter ou restaurar o equilíbrio entre a demanda da carga e o fornecimento.

Estes conceitos de estabilidade de sistemas de potência e de tensão levam em consideração o entendimento físico do problema, já que a estabilidade em geral é uma condição de equilíbrio entre forças opostas em um dado sistema. Para a estabilidade de tensão, deve-se haver um equilíbrio entre a potência fornecida e a potência consumida, mantendo a tensão constante. Quando a carga do sistema aumenta por exemplo, há um aumento na demanda de potência do sistema, provocando uma diminuição na tensão, o que pode levar o sistema a instabilidade caso nenhuma ação seja tomada. Essa instabilidade pode evoluir para um colapso de tensão, o qual é conceituado como uma sequência de eventos que levam a tensões muito baixas em uma parte significativa do sistema de potência. Quando este fenômeno atinge um conjunto de barras do sistema ou uma área de controle, tem-se o colapso parcial. Mas quando a instabilidade atinge o sistema como um todo, tem-se o colapso global.

Para a análise da estabilidade de tensão em sistemas de potência, o desbalanço de potência reativa gerada e consumida no sistema não pode ser o único fator a ser considerado. Outros fatores devem ser levados em consideração, como as ações do controle de tensão. Quando o sistema opera com alto carregamento, os limitadores e controladores normalmente atuam como medidas preventivas, o que torna o sistema ainda mais não linear. Com isso, a atuação dos controles de tensão e proteção dos sistemas interferem diretamente na injeção de potência reativa, degradando o perfil de tensão, que por sua vez, pode provocar a instabilidade de tensão do sistema.

Apesar de não ser muito comum, a instabilidade de tensão pode ocorrer também por sobretensão. Nesse caso, a carga do sistema é baixa, e a rede tem comportamento capacitivo, causando a atuação do limitador de subexcitação (UEL) das máquinas síncronas e/ou dos compensadores síncronos para absorver o excesso de reativos. Com isso, a proteção do sistema atua, realizando sucessivos desligamentos de barras/linhas levando o sistema de potência ao blecaute.

Em geral, a instabilidade de tensão está diretamente relacionada aos seguintes aspectos segundo Kundur (1994):

- A característica da carga envolvendo sua dinâmica de restauração;
- Os equipamentos disponíveis para o controle de tensão, os quais influenciam na transferência de potência através da rede;
- O distúrbio ao qual o sistema pode ser eventualmente submetido.

A carga elétrica pode ser representada por potência constante, corrente constante e impedância constante. O primeiro modelo de representação independe da tensão, já o modelo por corrente constante varia linearmente com a tensão, enquanto que a representação por impedância constante varia com o quadrado da tensão. A sensibilidade da carga em relação à tensão influencia diretamente a instabilidade do sistema.

Em um sistema elétrico, os dispositivos envolvidos em ações de controle podem contribuir para a instabilidade do sistema, como o OLTC, o OEL das máquinas síncronas, e o motor de indução.

O OLTC é um dispositivo que regula a tensão no secundário do transformador de acordo com a variação de carga, ou seja, de acordo com a demanda solicitada de potência. Este dispositivo mantém a tensão do barramento constante até atingir o seu limite, e a carga no seu secundário pode ser modelada como potência constante. Já o OEL é uma proteção contra sobreaquecimento do enrolamento de campo das máquinas síncronas devido elevadas

solicitações de potência reativa durante a energização. Quando este dispositivo atua, a excitação da máquina é reduzida, o que pode comprometer a estabilidade do sistema, já que nesse caso, há um aumento na impedância total vista pela máquina, pois a impedância síncrona da máquina é adicionada à impedância do sistema. Vale ressaltar também que o motor de indução, caracterizado como uma carga dinâmica muito usada em indústrias, pode levar o sistema elétrico ao colapso de tensão, já que consome um elevado valor de potência reativa.

Outro fator que afeta diretamente a instabilidade de tensão é o distúrbio que pode ocorrer em um sistema elétrico. Dependendo da severidade e do tipo do distúrbio, este pode contribuir para respostas rápidas ou lentas de equipamentos e cargas. Por exemplo, pode-se citar o aumento gradativo da carga do sistema, o que influencia fortemente na atuação do OLTC caracterizando a dinâmica lenta do sistema.

4.2.1 Classificação da Estabilidade de Tensão

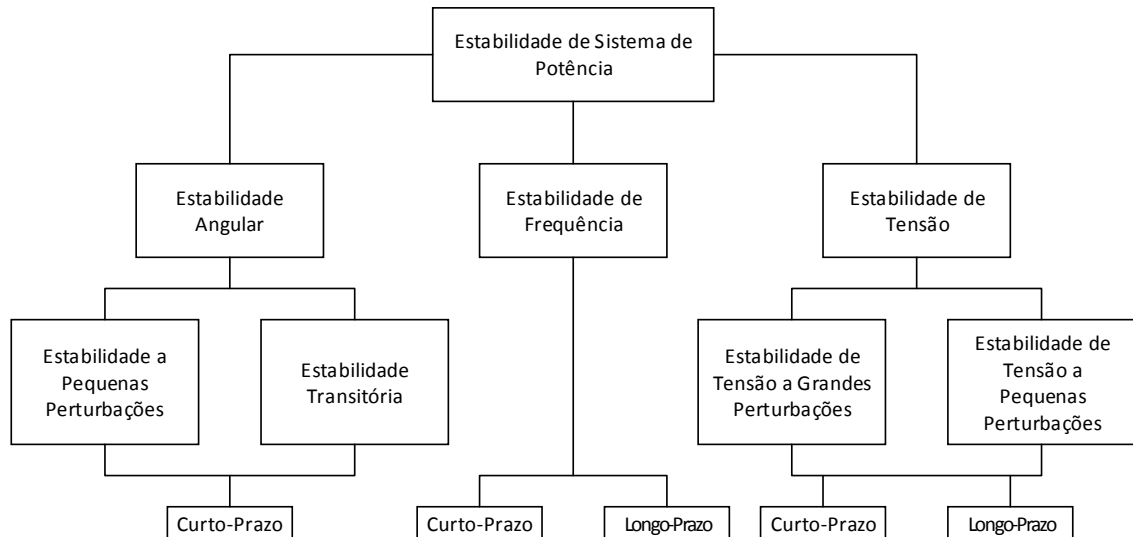
Para que os problemas de estabilidade de sistemas de potência, associados à causas e efeitos, bem como propostas de solução possam ser analisadas de forma mais precisa é importante que a estabilidade de sistemas de potência seja classificada em diferentes categorias, tomando como base a natureza física do problema, o tipo de perturbação, os equipamentos e processos, e o método mais apropriado para o cálculo e previsão da estabilidade, segundo Kundur (1994).

A Figura 4.1 mostra a classificação geral de estabilidade de sistemas de potência segundo o IEEE/CIGRE Task Force (2004). De acordo com a Figura 4.1, a estabilidade de tensão pode ser classificada em duas categorias: estabilidade a grandes perturbações e estabilidade a pequenas perturbações. A estabilidade de tensão a grandes perturbações (*Large-Disturbance Voltage Stability*) está relacionado à habilidade do sistema de potência em manter as tensões estáveis após a ocorrência de grandes perturbações, como curto-circuitos, perda de geração, ou contingências de circuito. Essa habilidade depende das características do sistema e da carga, das interações entre os controles contínuos e discretos, e dos dispositivos de proteção. Através de simulações no domínio do tempo por um período de tempo que seja suficiente capaz de capturar a atuação dos dispositivos como motores de indução, OLTC e OEL é possível a determinação da estabilidade de tensão a grandes perturbações, o que pode levar de segundos a minutos na escala de tempo.

Já a estabilidade de tensão a pequenas perturbações (*Small-Disturbance Voltage Stability*) está relacionada à habilidade do sistema de potência em manter as tensões estáveis após a

ocorrência de pequenas perturbações como a mudança gradual na carga do sistema. Esse tipo de estabilidade é influenciado pelas características da carga e pelas interações entre os controles contínuos e discretos.

Figura 4.1 Classificação Geral de Estabilidade de Sistemas de Potência



Fonte: IEEE/CIGRE Task Force (2004)

Nesses estudos são empregadas análises estáticas, baseadas nas equações do fluxo de carga para avaliar a estabilidade de tensão por meio das curvas PV para fornecer uma aproximação da margem de estabilidade de tensão. A linearização das equações estáticas do fluxo de carga pode fornecer informações sobre sensibilidade do sistema, determinando os trechos, barras e geradores que podem oferecer riscos a estabilidade de tensão (IEEE/CIGRE TASK FORCE, 2004). Entretanto, a linearização não leva em consideração os efeitos não-lineares, tais como as ações do OLTC e OEL. Logo, a combinação das análises linear e não-linear, baseadas em simulações no domínio do tempo, devem ser usadas de maneira complementar para fornecer subsídios para solucionar o problema de instabilidade de tensão.

A estabilidade de tensão também pode ser classificada em relação a escala de tempo, podendo ser de curto prazo ou a longo prazo. Segundo IEEE/CIGRE Task Force, 2004, a estabilidade de tensão a curto prazo (*Short-Term Voltage Stability*) envolve a atuação de componentes de dinâmica rápida como motores de indução, cargas eletronicamente controladas e conversores HVDC. A escala de tempo de interesse para os estudos é da ordem de alguns segundos, sendo que a análise do problema requer a solução adequada de um sistema de equações diferenciais não-lineares. A modelagem dinâmica da carga é essencial para capturar

o fenômeno, já que faltas próximas a carga são importantes para manifestação da instabilidade de tensão de curto-prazo.

Já a estabilidade de tensão de longo prazo (*Long-Term Voltage Stability*) envolve equipamentos de dinâmica lenta como OLTC, OXL e cargas controladas por termostato. Esse tipo de estabilidade está relacionado, por exemplo, ao aumento gradual da carga com a curva de demanda diária. O período de estudo e análise da estabilidade de tensão de longo prazo pode se estender de vários segundos até dezenas de minutos. O foco deste trabalho está baseado neste tipo de estabilidade de tensão.

As simulações no domínio do tempo juntamente com as análises estáticas são necessárias para análise do comportamento dinâmico do sistema, bem como para estimação da margem de estabilidade, identificação de fatores que influenciam a estabilidade e avaliação de cenários de contingências (IEEE/CIGRE TASK FORCE, 2004). A seção a seguir descreve com detalhes a sucessão de fatos que podem conduzir o sistema de potência a uma instabilidade de tensão.

4.2.2 Cenário Típico de Colapso de Tensão

Quando o sistema elétrico é submetido a uma contingência, no qual há um súbito aumento da demanda de potência reativa, os geradores e compensadores são responsáveis em fornecer esse adicional de reativos, mantendo o perfil de tensão do sistema em níveis aceitáveis. Contudo, é possível que a ocorrência de eventos juntamente com a condição do sistema possa levar o mesmo a uma condição instabilidade de tensão, e conseqüentemente a um colapso de tensão. Segundo Kundur (1994), a seguir, é mostrado uma sequência de eventos que podem causar esse cenário de colapso de tensão:

- Primeiramente, o sistema opera sobrecarregado com geradores fora de serviço, e como resultado, as reservas de potência reativa estão em um nível mínimo;
- A saída de uma linha sobrecarregada causa uma sobrecarga adicional nas linhas remanescentes, tornando o circuito fortemente indutivo, o que por sua vez, aumenta as perdas de potência reativa nas linhas, causando uma forte demanda de potência pelo sistema.
- Imediatamente após a perda da linha, as tensões das barras próximas aos centros de carga sofrem uma redução considerável devido à demanda excedente de potência reativa. Isto pode causar uma redução de carga, conseqüentemente, uma redução do fluxo de carga pelas linhas de transmissão produzindo um efeito estabilizante. O

regulador de tensão dos geradores restaura rapidamente a tensão terminal por um aumento na excitação, enquanto que o regulador de velocidade controla a frequência pela redução de potência ativa.

- Essa diminuição dos níveis de tensão nas linhas de transmissão próximas aos centros de carga reflete para o sistema de distribuição, no qual as subestações com OLTC tentam restaurar as tensões e a carga para os valores de pré-falta. Cada mudança de tape do OLTC produz um incremento no carregamento das linhas de transmissão, aumentando as perdas ativas e reativas, o que causa uma grande queda de tensão no sistema de transmissão. Se a linha está carregada consideravelmente, cada aumento no fluxo de potência da linha causa várias perdas reativas na linha.
- Como resultado, cada mudança no tape, aumenta a geração de potência reativa pelos geradores para o sistema. Assim, gradualmente, os geradores atingem seus limites de potência reativa (imposto pela máxima corrente de campo permissível) e, então, ocorre a atuação do OEL. Quando o primeiro gerador alcança seu limite de corrente de campo, sua tensão terminal cai. Com a tensão terminal reduzida para uma geração de potência ativa fixa, a corrente de armadura aumenta. A atuação do OEL limita a potência reativa injetada pelo gerador para manter a corrente de armadura dentro dos seus limites permissíveis. Logo, outros geradores repartem a demanda de potência reativa, atingindo seus limites de capacidade de potência reativa e, assim, ocorre a atuação do OEL para esses geradores. Conseqüentemente, esse processo avança, para um colapso de tensão em avalanche, levando a perda de sincronismo das unidades geradoras e, finalmente, a um blecaute.

Para analisar a estabilidade de tensão em sistemas elétricos faz-se necessário o estudo do comportamento dinâmico através de simulações no domínio do tempo juntamente com a análise estática para estimar a margem de estabilidade e identificar as possíveis causas. Um dos métodos estáticos mais usados para a análise de estabilidade de tensão se dá através da curva PV, que será tratada na seção a seguir.

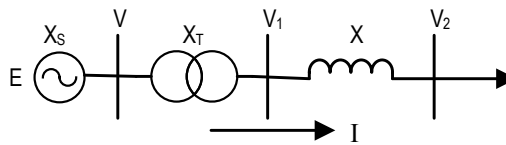
4.2.3 Curva PV

A curva PV (*Power-Voltage*) é amplamente utilizada em análises estáticas da estabilidade de tensão de sistemas elétricos, na qual se indica o máximo carregamento do sistema de potência em regime permanente. A curva PV pode ser obtida pela solução de sucessivos fluxos de carga,

segundo o processo conhecido por fluxo de potência continuado (*Continued Power Flow*). Para cada aumento na demanda, um problema de fluxo de carga é resolvido, e os pontos de equilíbrio obtidos definem a curva PV (VAN CUTSEM, 1998). As características da rede elétrica e da carga são importantes para a obtenção da curva PV.

A figura 4.2 mostra um sistema de potência elementar que vai servir para ilustrar as características da rede elétrica, as quais dizem respeito a dependência da tensão com as potências ativas e reativas supridas.

Figura 4.2 Sistema de Potência Elementar



O sistema da Figura 4.2 representa um gerador conectado a um transformador elevador alimentando uma carga terminal através de uma linha de transmissão. O gerador, que é representado por um barramento infinito, controla a tensão V_1 no lado de alta do transformador, então as potências ativa e reativa transferidas para a carga são dadas pelas equações 4.1 e 4.2, respectivamente:

$$P = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \text{sen} \delta \quad (4.1)$$

$$Q = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \text{cos} \delta - \frac{V_2^2}{X} \quad (4.2)$$

Onde δ é o ângulo de carga, definido pela diferença de fase das tensões V_1 e V_2 . Como o gerador E mantém a tensão V_1 constante, tanto a reatância do gerador X_s quanto a reatância do transformador elevador X_r podem ser desprezadas. Reescrevendo a Equação 4.2, tem-se:

$$Q + \frac{V_2^2}{X} = \frac{V_1 \cdot V_2}{X} \text{cos} \delta \quad (4.3)$$

Elevando-se ao quadrado as equações (4.1) e (4.3), somando-as, e resolvendo para V_2 , tem-se:

$$V_2 = \sqrt{\frac{V_1^2}{2} - QX \pm \sqrt{\frac{V_1^4}{4} - XV_1^2Q - X^2P^2}} \quad (4.4)$$

Pela equação 4.4, pode-se concluir que a tensão na carga V_2 depende das potências ativa P e reativa Q transferidas pelo sistema de transmissão, definindo a característica da rede, já que a tensão V_1 é mantida constante pelo gerador e a reatância da rede também não varia.

A característica da carga estática pode ser definida através do modelo exponencial para estudos de estabilidade de tensão, onde os expoentes podem assumir qualquer valor, definindo a sensibilidade da carga em relação a tensão. Assim, as parcelas de potência ativa e reativa são dadas pelas equações 4.5 e 4.6, respectivamente:

$$P_L = z \cdot P_0 \left(\frac{V_2}{V_0}\right)^\alpha \quad (4.5)$$

$$Q_L = z \cdot Q_0 \left(\frac{V_2}{V_0}\right)^\beta \quad (4.6)$$

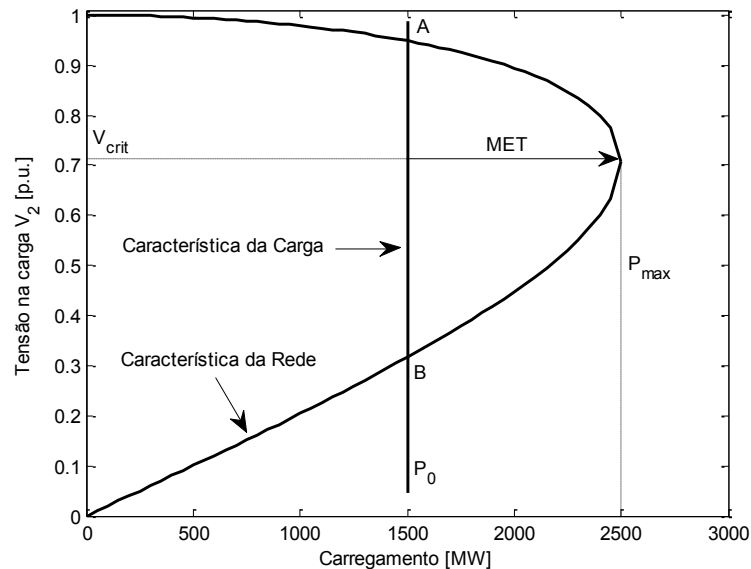
Onde (P_0, Q_0) é o ponto de operação inicial o qual corresponde à tensão V_0 , z é a demanda solicitada pela carga e (α, β) são os expoentes que definem a sensibilidade da carga em relação a tensão aplicada na carga V_2 .

Os expoentes correspondem às diferentes características de carga, que em estudos de estabilidade podem ser: potência constante, corrente constante e impedância constante. Essa classificação é dada quanto à sensibilidade da carga em relação à tensão. A característica de potência constante é independente do valor da tensão da carga, ou seja, a demanda não muda com a variação da tensão aplicada ao barramento. Nesse caso a sensibilidade é igual a zero. Para a características de corrente constante, a demanda varia linearmente com a tensão, assumindo sensibilidade igual a 1. Enquanto que, para a característica de impedância constante, o consumo varia com o quadrado da tensão, assumindo sensibilidade igual a 2.

Segundo Van Cutsem (1998), as sensibilidades nem sempre são iguais, exceto quando a carga for tratada com fator de potência constante, caso este em que as potências ativa e reativa variam na mesma proporção. Então, considerando uma carga com fator de potência constante e variando-se as potências ativa e reativa transferidas à carga segundo a Equação 4.4, obtém-se a curva PV que representa a característica da rede. Considerando uma carga com característica potência constante cuja sensibilidade seja nula, para uma dada demanda, a interseção da

característica PV da carga com a característica PV da rede, define o ponto de operação do sistema de potência, conforme apresenta a Figura 4.3.

Figura 4.3 Curva PV e definição da margem de estabilidade de tensão



Fonte: Van Cutsem (1998)

A curva PV representa a variação da tensão de determinada barra de carga com o aumento da demanda. O ponto P_{max} , conhecido como ponto de máximo carregamento, se refere à máxima potência transferida pelo sistema (VAN CUTSEM, 1998). Esse ponto comumente referido como a ponta do “nariz” da curva PV estabelece uma tensão crítica (V_{crit}) abaixo da qual o sistema é considerado instável para carga do tipo potência constante (KUNDUR, 1994). Isto pode ser verificado pela Figura 4.3, uma vez que, a partir de P_{max} a característica da carga não intercepta a característica da rede, ou seja, nesse caso não existe ponto de operação, levando o sistema ao colapso de tensão pelo processo de restauração de carga. Para cargas do tipo potência constante, a interseção da característica da carga com a característica da rede resulta em dois pontos de equilíbrio A e B, conforme mostra a Figura 4.3. Conforme a carga aumenta, os pontos A e B deslocam-se para o máximo carregamento, até que as duas soluções se tornam iguais em V_{crit} , ponto de equilíbrio instável a partir do qual ocorre o colapso de tensão (VAN CUTSEM, 1998).

Outro parâmetro mostrado na Figura 4.3 é a margem de estabilidade de tensão que é a capacidade de transferência de potência do sistema de transmissão. Este índice é amplamente utilizado e representa a distância, em MW ou em percentual, do ponto base de operação P_0 até

o ponto de máximo carregamento P_{max} (TAYLOR, 1994). A partir deste conceito sobre a MET, conclui-se que quanto maior for a sua extensão, maior será a possibilidade do sistema se manter constante, sendo uma preocupação para os centros de operação de sistemas elétricos.

O desenvolvimento de novas tecnologias em sistemas de geração eólica no mundo em geral levou muitos pesquisadores a estudarem a contribuição dessa tecnologia na margem de estabilidade. No Capítulo 5 desta tese, através das simulações, pode-se verificar que a geração eólica contribui para o aumento da margem de estabilidade do sistema elétrico em questão.

A margem de estabilidade está relacionada diretamente ao limite de máxima transferência de potência, que por sua vez, está associado à tensão crítica V_{crit} , conforme mostra a Figura 4.3. A tensão crítica ocorre quando a Equação 4.4 possui duas tensões iguais. Para que isso aconteça é necessário que o terceiro termo dentro da raiz seja nulo. Então:

$$\sqrt{\frac{V_1^4}{4} - XV_1^2Q - X^2P^2} = 0 \quad (4.7)$$

Assumindo carga com fator de potência constante, pode-se escrever:

$$Q = P \cdot tg\varphi \quad (4.8)$$

Quando a tensão crítica ocorre, necessariamente o máximo carregamento ocorre. Substituindo (4.8) em (4.7), tem-se:

$$X^2P_{max}^2 + XV_1^2 \cdot tg\varphi \cdot P_{max} - \frac{V_1^4}{4} = 0 \quad (4.9)$$

Resolvendo para P_{max} , tem-se:

$$P_{max} = \frac{-tg\varphi \cdot V_1^2 \pm V_1^2 \sqrt{tg^2\varphi + 1}}{2X} \quad (4.10)$$

O máximo carregamento é estritamente positivo. Portanto, a solução positiva será adotada e o máximo carregamento será dado pela equação 4.11:

$$P_{max} = \frac{V_1^2}{2X} (\sqrt{tg^2\varphi + 1} - tg\varphi) \quad (4.11)$$

Logo, a tensão crítica será dada pela equação 4.12:

$$V_{crit} = \sqrt{\frac{V_1^2}{2} - X \cdot tg\varphi \cdot P_{max}} \quad (4.12)$$

Segundo as equações (4.11) e (4.12), o ponto crítico (P_{max}, V_{crit}) depende do fator de potência da carga $\cos \varphi$, da topologia da rede X e do controle de tensão V_1 . Então, uma forma de aumentar a margem de estabilidade de tensão, seria diminuindo o efeito indutivo da linha de transmissão, pela inserção de bancos de capacitores ou dispositivos FACTS, o que causaria a redução da reatância da rede. Em sistemas elétricos muito longos ocorrem maiores perdas ativas e reativas, podendo o gerador perder controle da tensão terminal ocasionando um aumento da reatância do sistema de transmissão pela inclusão das reatâncias do transformador e do gerador, reduzindo a capacidade de transferência de potência. Essa situação pode ser agravada pela atuação do OLTC e OEL (VAN CUTSEM, 1998; TAYLOR, 1994).

Então, pode-se concluir que a análise estática a partir da curva PV é importante para estudos de estabilidade de tensão uma vez que ela determina a margem de estabilidade de tensão considerando inclusive dispositivos de controle e proteção.

4.2.4 Análise Estática e Dinâmica

A análise da estabilidade de tensão para uma dada condição do sistema envolve basicamente dois aspectos: proximidade para instabilidade de tensão, e análise da instabilidade de tensão.

A proximidade para ocorrer uma instabilidade de tensão deve ser medida através de quantidades físicas, como nível de carregamento, fluxo de potência ativa, e reserva de potência reativa. Já a análise da instabilidade de tensão através de simulações no domínio do tempo, incluindo a modelagem apropriada, mostra o comportamento dos eventos que conduzem a tal. Entretanto, as simulações são lentas e não fornece informações de sensibilidade e o grau de instabilidade.

A dinâmica do sistema que influencia na estabilidade de tensão normalmente é lenta. Assim, muitos aspectos desse tipo de problema podem ser efetivamente analisados através de métodos estáticos, os quais podem fornecer uma visão crítica sobre a natureza do problema e identificar as principais causas. Por outro lado, a análise dinâmica é utilizada para estudos

detalhados de situações específicas de colapso de tensão, coordenação da proteção e controle, e testes de medidas preventivas (KUNDUR, 1994).

4.2.4.1 Análise Dinâmica

A estrutura geral do modelo do sistema para analisar a estabilidade de tensão é similar ao modelo para estabilidade transitória, ou seja, todas as equações do sistema compreendem equações diferenciais de primeira ordem, sendo expressas pela seguinte forma:

$$\dot{x} = f(x, V) \quad (4.13)$$

e por um conjunto de equações algébricas

$$I(x, V) = Y_N \cdot V \quad (4.14)$$

com as condições iniciais conhecidas (x_0, V_0) . Onde:

x – vetor de estado do sistema;

V – vetor tensão das barras;

I – vetor das correntes;

Y_N – matriz admitância nodal da rede.

Incluindo a representação do transformador de mudança de tape, os elementos da matriz admitância Y_N variam em função do tempo e das tensões das barras. O vetor I é uma função do estado de estado x e o vetor das tensões de barra V representa as condições de contorno nos terminais de vários equipamentos, tais como unidades geradoras, cargas estáticas não-lineares, motores, conversores, etc.

A análise dinâmica é realizada por meio de simulações no domínio do tempo, que descrevem com maior precisão o comportamento dos equipamentos de controle e proteção presente no sistema elétrico.

Assim, este trabalho estuda a estabilidade de tensão de longo-prazo por meio da análise dinâmica, representando o comportamento dinâmico de diversos componentes da rede como geradores síncronos convencionais, DFIG, OLTC, OEL e motor de indução.

4.2.4.2 Análise Estática

A abordagem estática do problema de estabilidade de tensão é realizada através da análise dos instantâneos ao longo da trajetória do domínio do tempo. A cada intervalo de tempo, a derivada das variáveis de estado (\dot{x}) na Equação 4.13 é considerada nula, e as variáveis de estado assumem valores específicos a cada intervalo de tempo. Conseqüentemente, todas as equações do sistema são reduzidas a equações puramente algébricas permitindo o uso de técnicas de análise estática. A estabilidade é determinada pelo cálculo das curvas PV e QV nas barras de carga selecionadas. Enquanto tais procedimentos podem ser mais práticos, eles não fornecem informações suficientes sobre as causas de problemas da estabilidade.

A curva PV verifica uma condição de operação específica, o que permite uma avaliação simples e rápida das condições críticas do sistema elétrico. Além da curva PV, a análise estática pode ser realizada através de fluxo de carga, cálculo de índices de proximidade da instabilidade de tensão, sendo muito úteis para análise de contingências.

4.3 Controle de Tensão

Como visto anteriormente, o problema da estabilidade de tensão tem se destacado no cenário mundial de sistemas de potência devido a severidade das suas conseqüências, como o colapso de tensão. Economicamente, a ocorrência de um colapso de tensão em um determinado sistema de potência, com a presença de indústrias, serviços e consumidores finais pode custar muito alto. Com isso, o controle de tensão é uma prioridade na operação e planejamento de sistemas elétricos. Dentre as medidas adotadas está o controle coordenado de tensão, o qual vem se desenvolvendo bastante nas pesquisas relacionadas a estabilidade de tensão de sistemas elétricos. No Brasil, o CEPEL, a COPPE/UFRJ e o ONS vêm desenvolvendo trabalho conjunto nessa área, visando sua aplicação em áreas críticas do sistema brasileiro, sob o ponto de vista de controle e estabilidade de tensão. Sabe-se que o controle de tensão está intimamente ligado a transferência de potência reativa, então a regulação de tensão no nível de transmissão pode ser mais eficaz se existir uma automação entre os sistemas que controlam a repartição de potência reativa do sistema. Kundur (1994) descreve os principais objetivos do controle de tensão:

- Manter em níveis adequados as tensões terminais de todos os equipamentos do sistema elétrico, para evitar danos e mau funcionamentos dos mesmos;

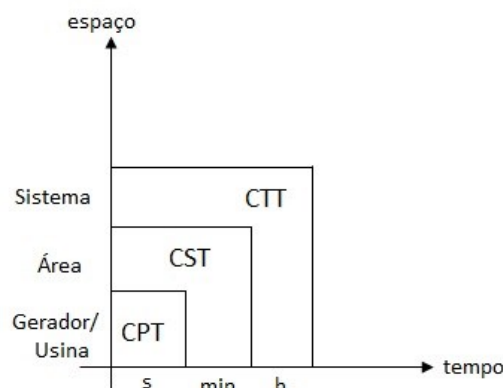
- Manter as tensões próximas aos valores setados pelos controles para melhorar a estabilidade do sistema e permitir a máxima utilização do sistema de transmissão;
- Minimizar o fluxo de potência reativa, para reduzir as perdas ativas e reativas.

Algumas concessionárias de energia elétrica, sobretudo da Europa, têm adotado estratégias para manter um perfil de tensão adequado em certas regiões do sistema para diferentes condições de carregamento (LEFEBVRE, 2000). Esta medida de regulação da tensão é chamada de Controle Coordenado de Tensão, cuja principal filosofia é dividir o sistema em áreas teoricamente desacopladas, de tal forma que as perturbações possam ser tratadas regionalmente por um conjunto de máquinas síncronas e dispositivos de controle, através da variação de suas referências de tensão e de seus fatores de participação de geração de potência reativa (PAUL, 1987). O controle coordenado de tensão é dividido em três níveis hierárquicos:

- Controle Primário de Tensão (CPT);
- Controle Secundário de Tensão (CST), e;
- Controle Terciário de Tensão (CTT).

É importante frisar que os três níveis são independentes tanto em tempo quanto em espaço por natureza. A Figura 4.4 mostra de forma intuitiva a relação entre a abrangência de atuação de cada nível e o tempo de atuação do Controle Coordenado de Tensão.

Figura 4.4 Níveis hierárquicos do Controle Coordenado de Tensão



O CPT atua localmente no gerador ou usina numa faixa de tempo de segundos, já o CST atua no lado da transmissão, mais especificamente em um grupo específico de reguladores de tensão dos geradores, compensadores estáticos ou síncronos, tapas de transformadores, etc.,

numa escala de tempo de 30s a 60s, caracterizando-se por ser um controle de efeito regional. E finalmente, o CTT é o nível de coordenação mais lento, no qual a reserva disponível de geração de potência reativa é otimizada para manter um perfil de tensão adequado.

A hierarquia do controle coordenado de tensão apresenta uma certa independência entre os três níveis, devido às diferentes escalas de tempo de atuação de cada um, e às regiões em que atuam. Isso garante a ausência de riscos de oscilação e instabilidade por ações de controle conflitantes.

4.3.1 Controle Primário de Tensão (CPT)

O controle primário de tensão é o mais antigo e comum em todos os sistemas elétricos de potência. Sua principal função é manter as tensões terminais dos equipamentos envolvidos, principalmente dos geradores, próximas aos seus valores de referência, os quais são oriundos dos próprios operadores ou do controle secundário de tensão.

Todos os equipamentos responsáveis pelo controle primário de tensão são em princípio totalmente automatizados e atuam baseados em desvios de operação no sistema, causados geralmente por variações de carga e/ou contingências.

O CPT é subdividido em controle do gerador e controle da usina. O controle do gerador consiste, basicamente, da atuação do regulador automático de tensão (RAT). Esses reguladores atuam na excitatriz da máquina síncrona, a qual fornece tensão e conseqüentemente corrente aos enrolamentos de campo da máquina, podendo assim controlar a tensão terminal da mesma. O tempo de resposta do controle primário é curto, tipicamente frações de segundo para geradores com sistemas modernos de excitação. Já o controle da usina, geralmente conhecido como Controle Conjunto de Tensão (JVC), tem como objetivo manter a tensão do lado de alta do transformador igual a valores especificados, evitando assim o fluxo de potência reativa entre os geradores da usina.

Além disso, muitos geradores usam o então chamado estabilizador de sistema de potência (ESP) para modular a tensão terminal da máquina baseada em medidas locais da frequência para contribuir para o amortecimento de oscilações eletromecânicas. A maioria dos geradores são também equipados com limitadores de sobre corrente (TAYLOR, 1994) a fim de evitar dano térmico para o enrolamento do campo no caso da corrente exceder seus valores nominais por um período prolongado de tempo. Tais limitadores são chamados de sobreexcitação ou limitadores de corrente de campo (KUNDUR, 1994; VAN CUTSEM, 1998). Os

transformadores de mudança de *tape* e seus respectivos controladores presentes nos sistemas de transmissão pertencem ao controle primário de tensão.

4.3.2 Controle Secundário de Tensão (CST)

O controle secundário de tensão consiste de uma malha mais externa que regula a tensão do lado da transmissão, cujos principais objetivos são a manutenção do perfil de tensão do sistema, a racionalização das reservas de reativos, a diminuição do fluxo de reativos, e a diminuição das perdas, contribuindo para uma operação mais segura e econômica do sistema (PAUL, 1987). O tempo de atuação do controle secundário é da ordem de segundos a minutos, dependendo do esquema adotado e do grau de automação.

O CST está em operação em alguns sistemas Europeus, como na França e Itália (CORSI, 2000). O controle é realizado através do ajuste das tensões de referência do RAT, compensadores síncronos ou estáticos, transformadores de *tap* variável, entre outros.

A principal filosofia do CST é a divisão do sistema em áreas teoricamente desacopladas do ponto de vista da tensão, onde cada área é regulada por um conjunto de máquinas e dispositivos de controle específicos, os quais têm por função manter a tensão de uma determinada barra da área em um valor de referência. Esta barra é denominada barra piloto, que caracteriza o comportamento da tensão de uma determinada área, fornecendo a informação necessária para a tomada de ações de controle.

O Task Force do CIGRE sobre Controle Secundário de Tensão apresenta uma metodologia baseada na suposição de que as barras piloto devem ser escolhidas através das barras com maior potência de curto-circuito, pois são estas barras que impõem o valor de tensão às barras eletricamente próximas.

Além da escolha da barra piloto, outros parâmetros também devem ser determinados, como: o valor de referência de tensão do CST, os fatores de repartição de potência reativa de cada máquina, os ganhos das malhas de controle. A Figura 4.5 apresenta o diagrama de blocos de uma malha de controle secundário de tensão padrão.

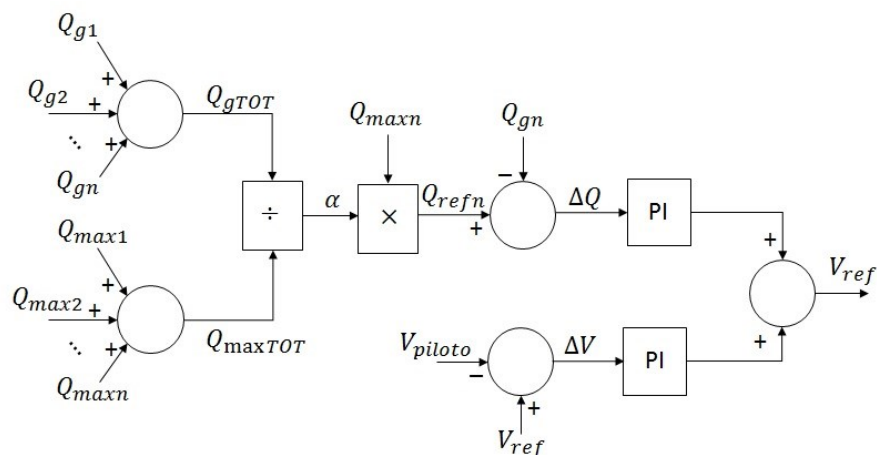
A malha do controle secundário de tensão é composta por duas malhas de controle:

- Malha de Controle de Tensão: realiza a comparação do valor do módulo da tensão da barra piloto com a referência fornecida pelo Controle Terciário de Tensão (CTT), gerando um sinal de erro que é tratado por um controlador proporcional – integral e

posteriormente somado ao erro de potência reativa proveniente da malha de potência reativa. Seu objetivo é manter a tensão da barra piloto no seu valor de referência;

- **Malha de Controle de Potência Reativa:** realiza a coordenação das reservas de potência reativa da área através do cálculo do fator de participação “ α ”, que é calculado para que todas as máquinas síncronas, pertencentes a uma mesma área de controle, de maneira a fornecer potência reativa ao sistema proporcionalmente à sua capacidade nominal.

Figura 4.5 Diagrama de Blocos da Malha de Controle Secundário de Tensão



Onde:

$Q_{g1}, Q_{g2}, \dots, Q_{gn}$ – potência reativa gerada pelas máquinas 1, 2, ..., n;

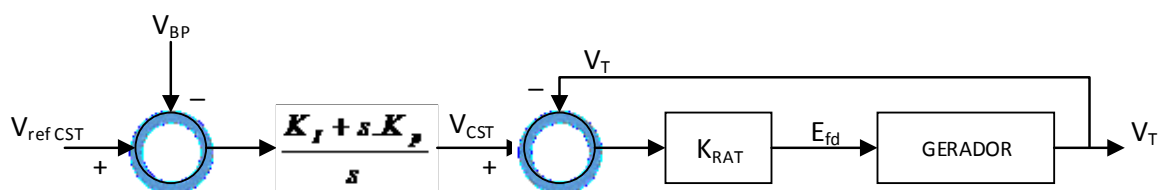
$Q_{max1}, Q_{max2}, \dots, Q_{maxn}$ – potência máxima gerada pelas máquinas 1, 2, ..., n;

V_{piloto} – tensão da barra piloto;

V_{ref} – tensão de referência fornecida pelo CTT.

A Figura 4.6 mostra o diagrama de blocos do regulador de tensão de uma unidade geradora síncrona com a malha de controle de tensão da barra escolhida como barra piloto.

Figura 4.6 Malha de Controle da Tensão da Barra Piloto

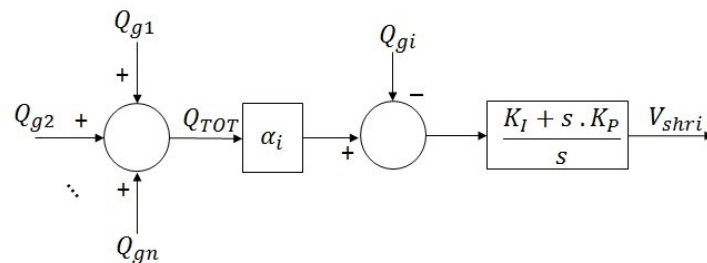


Pela malha de controle da Figura 4.6 verifica-se que é feita uma comparação entre a tensão da barra piloto V_{BP} e a tensão de referência fornecida pelo controle secundário de tensão V_{refCST} , gerando um sinal que é tratado por um controle proporcional-integral (PI), que por sua vez, é comparado com a tensão da barra geradora V_T , fornecendo um sinal de erro que servirá de referência para o RAT. Assim, é fornecido a tensão de campo E_{fd} para o gerador. A finalidade desta malha é manter a tensão da barra piloto no seu valor de referência.

A malha de controle de repartição de reativo pode ser visualizada na Figura 4.7. Essa malha tem a função de realizar a coordenação das reservas reativas da área através do fator de participação “ α ”, onde $\sum \alpha_i = 1$ em p.u., fazendo com que cada unidade geradora forneça potência reativa na proporção da sua capacidade. Então, a soma de toda a potência reativa gerada é particionada pelo fator de participação de cada máquina representado por α_i , o sinal então é comparado com a potência reativa gerada pela máquina “ i ”, gerando um erro que é tratado por um PI resultando no sinal de compartilhamento de reativo V_{shri} .

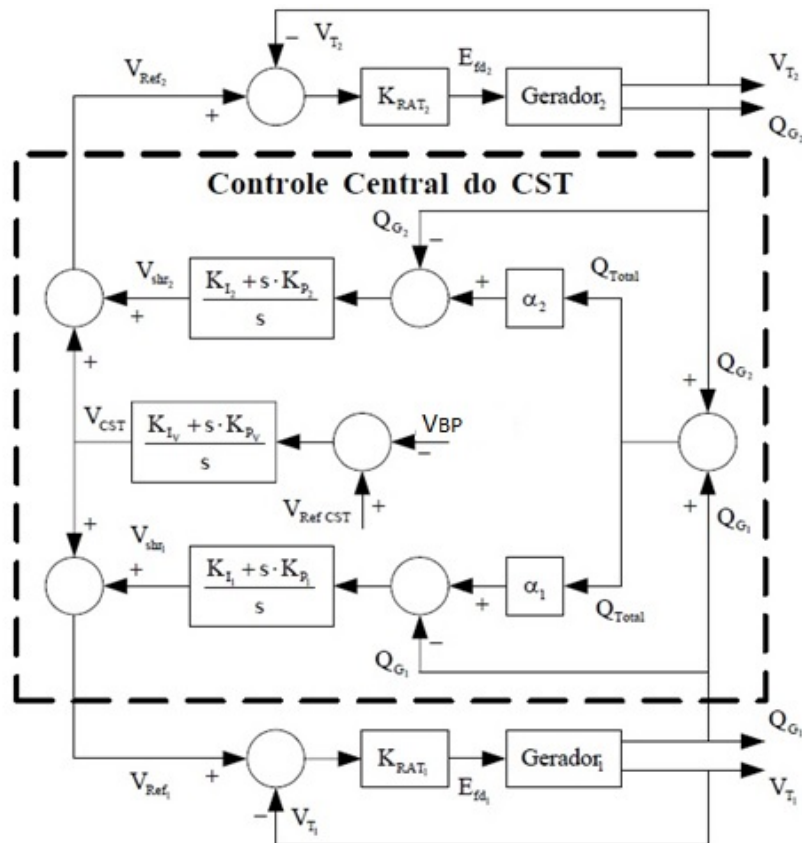
A ação em conjunto dessas duas malhas de controle são as responsáveis pelo controle de tensão e repartição de potência reativa do CST.

Figura 4.7 Malha de Controle de Repartição de Reativo.



A Figura 4.8 mostra o diagrama de blocos da modelagem e da ação em conjunto das duas malhas, no qual duas unidades geradoras síncronas participam do controle secundário de tensão. Cada unidade participante do CST recebe o mesmo sinal de V_{CST} (sinal responsável pelo controle de tensão), enquanto que o sinal V_{shr} (sinal responsável pela repartição de reativo) é dividido de acordo com o fator de partição α . Alguns parâmetros são necessários às malhas de controle, como os fatores de partição de reativos, valor de tensão de referência do CST e os ganhos das malhas.

Figura 4.8 Malha do Controle Secundário de Tensão



Apesar da eficácia do controle secundário de tensão aplicado em algumas áreas, conforme apresentado em algumas literaturas, existem algumas limitações, sendo as principais listadas a seguir (LEFEBVRE, 2000):

- Em algumas regiões, com o desenvolvimento e crescimentos dos sistemas elétricos, o acoplamento entre as áreas teoricamente independentes aumentou após a implementação do CST. Isso faz com que as áreas de controle se tornem cada vez mais acopladas, gerando ações conflitantes que geram certa degradação na resposta dinâmica do sistema, aumentando o risco de problemas relacionados a instabilidade de tensão;
- A equalização das reservas reativas de uma mesma área, através do alinhamento das unidades de geração controlada, é um fator desestabilizante que pode aumentar os distúrbios nos primeiros instantes após a ocorrência de certas contingências;
- Em relação à malha de controle, existem os limites tanto de potência reativa, quanto os de tensão, sendo estes últimos negligenciados;
- Os parâmetros das malhas de controle são fixos, não permitindo mudanças para diferentes condições de operação.

A verificação dessas limitações na análise do controle secundário de tensão em sistemas elétricos com a inserção de parques eólicos é de extrema importância para um resultado consistente. Outro fator bastante influente é a escolha da barra piloto, pois todas as informações das malhas de controle são feitas baseadas nas informações desta barra (TARANTO, 2000).

A barra piloto é uma barra de carga na qual a tensão é medida em tempo real e usada para decisões das ações de controle. Num sistema elétrico, o número de barras de carga é muito maior que o número de barras pilotos, assim faz-se necessário um método adequado para selecionar adequadamente as barras cujas informações são suficientes para controlar o perfil de tensão do sistema. Com base na tensão destas barras são determinadas as tensões de referências para os diversos equipamentos de controle de tensão sob ação do controle secundário.

A primeira metodologia proposta para a divisão de áreas e seleção da barra piloto é descrita em Lagonotte (1989), sendo usada pela EdF (*Electricité de France*) na França no final da década de 70. Esta metodologia consistia na formação de uma lista de barras candidatas a barra piloto, no qual o critério de seleção era a potência de curto-circuito de cada barra. Mas com o desenvolvimento do sistema elétrico francês na década de 80, este método tornou-se ineficaz, devido ao aumento do acoplamento entre áreas do sistema. Foi proposto, então, um novo método baseado na distância elétrica entre as barras do sistema elétrico. Com as áreas de controle determinadas, a barra piloto de cada área é selecionada a partir da determinação da barra eletricamente mais próxima do centro elétrico da área correspondente.

Segundo o CIGRE *Task Force* sobre Controle Secundário de Tensão é apresentada uma metodologia baseada na suposição de que as barras piloto devem ser escolhidas através das barras com maior potência de curto-circuito, pois são estas barras que impõem o valor de tensão às barras eletricamente próximas.

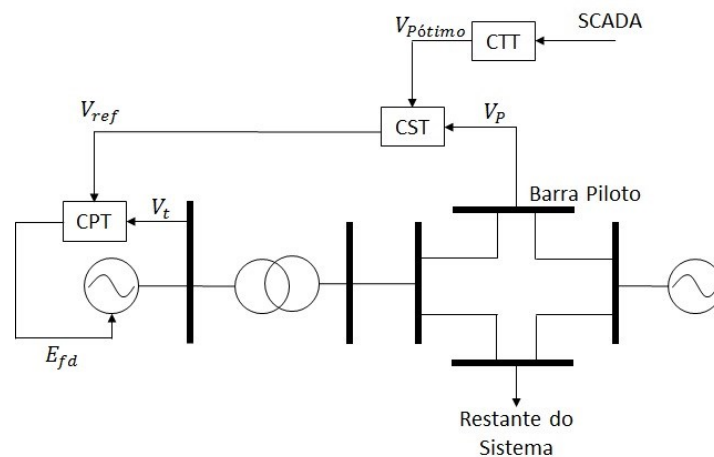
Nesta tese, a barra piloto do sistema elétrico foi escolhida como a barra de maior nível de curto-circuito segundo, pois uma variação nesta barra afeta qualquer uma das outras do sistema elétrico. Vale ressaltar também que, nesta tese, apenas a malha de controle de tensão do CST é utilizado em um parque eólico composto do DFIG para a verificação da estabilidade de tensão de longo-prazo.

4.3.3 Controle Terciário de Tensão (CTT)

O Controle Terciário de Tensão é o nível de coordenação mais lento, atuando numa escala de tempo da ordem de minutos. Também é chamado de Fluxo de Potência Ótimo (FPO), no qual a reserva disponível de potência reativa é otimizada para manter um perfil de tensão

adequado. Segundo Corsi (1995), o Controle Terciário é responsável pela otimização do perfil de tensão do sistema, através da variação das tensões de referência das barras piloto e dos fatores de participação dos geradores participantes do controle secundário, garantindo segurança e economia operativa. A Figura 4.9 mostra a estrutura hierárquica do Controle Coordenado de Tensão.

Figura 4.9 Estrutura hierárquica do Controle Coordenado de Tensão



Fonte: TARANTO (2000)

O processo de regulação do perfil de tensão de determinada área do sistema é realizado a partir do CTT que recebe informações de um sistema de supervisão, controle e aquisição de dados (SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*) e um fluxo de potência ótimo, que por sua vez envia uma tensão de referência ($V_{p\acute{o}t\text{imo}}$) a ser utilizada pelo CST. Então, o CST compara esta tensão $V_{p\acute{o}t\text{imo}}$ com a tensão da barra piloto, resultando em um erro (V_{ref}). Este sinal serve de referência para o CPT, que o compara com a tensão terminal da barra geradora, atuando na excitação da máquina, para fornecer potência reativa para o sistema.

Os principais esquemas de controle terciário de tensão efetivamente implantados e em operação são os esquemas italiano, francês e belga que são comentados a seguir.

4.3.4 Histórico do Controle Coordenado de Tensão

A primeira estrutura hierárquica de controle de tensão foi implementada pela EdF (Eletricit  de France) na França em meados da década de 70 (PAUL, 1987). Nesta estrutura foi adicionada a malha de controle secundário de tensão. As a es de controle são tomadas em fun o da regula o das barras piloto do sistema.

Alguns anos mais tarde, a ENEL, a principal companhia elétrica da Itália, decidiu implementar no sistema italiano um esquema similar ao esquema francês, com a inclusão de uma nova malha de controle sobreposta à malha de controle secundário, era o que seria o controle terciário de tensão, cujo principal objetivo era gerenciar o fluxo de potência reativa entre as diferentes áreas do sistema. Este novo nível hierárquico do controle de tensão também era responsável por fornecer as tensões de referência para o nível secundário através de programas de otimização (CORSI, 1995).

Em 1989, a EdF acrescentou o nível terciário ao seu sistema de controle hierárquico de tensão, criando uma coordenação entre áreas, era então o surgimento do Controle Coordenado de Tensão (PAUL, 1987). Atualmente, apenas estão implantados de maneira plena os esquemas hierárquicos de tensão nos sistemas francês, italiano e belga, sendo que o sistema belga utiliza somente os níveis primário e terciário, sem a utilização do controle secundário de tensão. Os esquemas italiano e francês possuem características semelhantes e são baseiam-se na divisão do sistema em zonas teoricamente independentes, o que permite o controle de tensão de cada zona separadamente através da variação da tensão de referência de algumas unidades do sistema, denominadas unidades controladas.

Com o crescimento do sistema elétrico francês, as zonas de controle que nas décadas de 70 e 80 apresentavam um bom grau de desacoplamento, vem se tornando cada vez mais acopladas, gerando ações de controle conflitantes que geram certa degradação na resposta dinâmica do sistema, aumentando o risco de problemas relacionados a instabilidade de tensão. As limitações relacionadas à malha de controle estão relacionadas principalmente aos limites de potência reativa, enquanto que os limites de tensão são negligenciados. Outras limitações apresentadas dizem respeito ao fato de que os parâmetros da malha de controle são fixos, não permitindo mudanças para diferentes condições de operação. Sendo assim, um novo esquema de controle de tensão vem sendo estudado e aplicado a uma região piloto da França desde 1998, chamado de Controle Coordenado Secundário de Tensão (CCST), que realiza a regulação do perfil de tensão nas zonas a partir da regulação de algumas barras piloto por área, ao invés de uma como no caso do CST.

4.4 Conclusão

Neste capítulo foram abordados os principais aspectos sobre a estabilidade de tensão, como conceito, classificação, e a análise estática através da curva PV. Também foi vista uma noção geral sobre o controle coordenado de tensão, seus níveis hierárquicos, dando ênfase para o

controle secundário de tensão. O CST tem como principal objetivo a regulação do perfil de tensão e repartição de potência reativa de um sistema elétrico, tendo como principal filosofia a divisão do sistema em áreas teoricamente desacopladas do ponto de vista da tensão. O próximo capítulo trata do controle secundário de tensão aplicado em um parque eólico composto por aerogeradores DFIG.

Capítulo 5 – Aplicação do CST a um Parque Eólico

Composto de Aerogeradores DFIG

5.1 Introdução

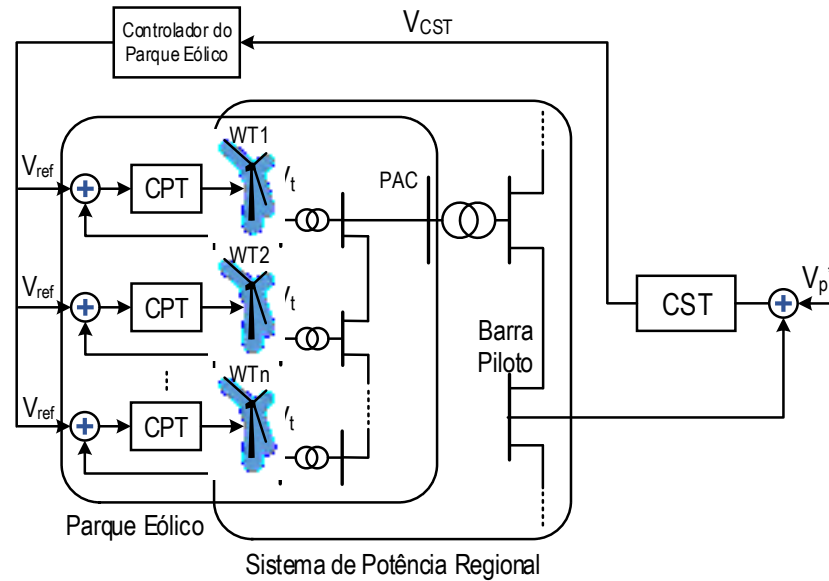
No Capítulo anterior foi apresentada a filosofia do controle secundário de tensão, que normalmente é inserido na malha de regulação primária de tensão de máquinas síncronas. Este capítulo apresenta uma visão geral do CST aplicado a um parque eólico, bem como a metodologia usada na malha de controle de tensão do RSC do DFIG. É apresentada uma abordagem analítica do efeito do CST aplicado ao parque eólico, e por fim, a transferência de potência reativa do GSC do DFIG para a rede elétrica, e seu impacto sobre a margem de estabilidade de tensão.

5.2 Visão Geral do CST Aplicado a um Parque Eólico

Para ter uma visão geral da malha de controle do CST aplicado à um parque eólico, pode-se verificar a Figura 5.1. O CST é inserido no regulador de tensão das turbinas eólicas, e seu principal objetivo é manter as tensões terminais (V_t) dos geradores em um valor pré-determinado. Já o objetivo principal do CST manter em níveis aceitáveis as tensões das barras de uma região do sistema elétrico, bem como fazer com que a produção de potência reativa das unidades geradoras seja de acordo com a reserva de reativos de cada máquina.

O controlador do parque eólico determina a potência reativa do parque eólico baseada na tensão de referência (V_{CST}) enviada pelo CST. Então, a combinação do controle do parque eólico e do CST realizam a regulação secundária de tensão. O CST está supostamente localizado próximo a barra piloto e remotamente ao controlador do parque eólico. No modo automático de operação, o CST pode ler informações do sistema SCADA e enviar sinais de controle ao controlador do parque eólico usando links de comunicação. A escala de tempo que o CST opera está entre 30 a 60 s, por exemplo, sendo caracterizado como um controle de efeito regional. A aplicação deste conceito pode ser realizada em parques eólicos compostos por aerogeradores DFIG desde que as máquinas de indução possuam a capacidade de controle de tensão.

Figura 5.1 Visão geral do controle secundário de tensão aplicado a um parque eólico.



Pela Figura 5.1 pode-se perceber que a metodologia do controle secundário de tensão aplicado em parque eólico se baseia em enviar um valor de referência de tensão V_{CST} do CST para o controlador do parque eólico, que por sua vez fornece o valor de referência da tensão V_{ref} para o CPT de cada turbina eólica com o objetivo de fazer com que $V_p^* = V_p$. Então, o CPT fornece a corrente de excitação do rotor adequada para a turbina eólica do DFIG para fazer a tensão terminal $V_t = V_{ref}$.

O valor ótimo V_p^* da tensão da barra piloto V_p é normalmente enviado pelo controle terciário de tensão (CTT). O CTT roda um fluxo de carga ótimo e envia o valor ótimo da tensão da barra piloto para o CST. A tensão de referência da barra piloto pode ser ajustada pelos operadores dos centros de operação de sistemas elétricos. Vale ressaltar que esta tese não está focada na implementação do CTT, mas sim no CST inserido em um parque eólico composto por máquinas DFIG.

5.2.1 CST Aplicado a Malha de Controle de Tensão do RSC do DFIG

O DFIG é uma máquina eólica de velocidade variável cujo terminal do estator está diretamente conectado à rede elétrica, enquanto que os enrolamentos do rotor estão conectados à rede através de anéis de escorregamento e do conversor back-to-back.

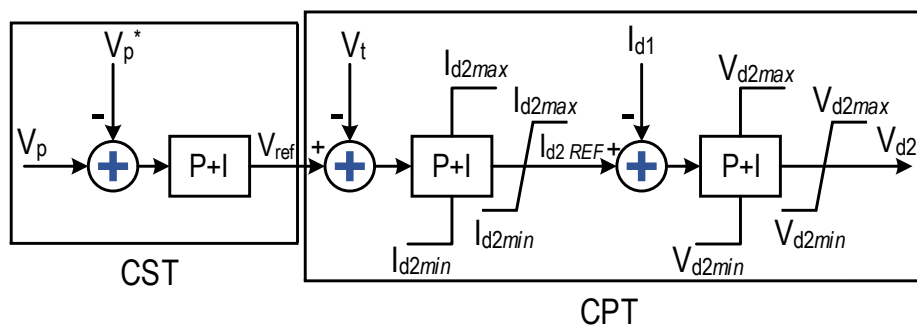
Como mencionado no Capítulo 3, o DFIG é representado por um modelo reduzido onde os transitórios eletromagnéticos do estator são desconsiderados e seus conversores empregam estratégias de controle vetorial (KIM et al., 2016). A estratégia de controle adotada no RSC

alinha o fluxo do estator com o eixo-d. Assim, o controle de tensão ou de potência reativa pode ser realizado pela mudança da componente do eixo-d da corrente do rotor da máquina I_{d2} ou I_{dr} . Já o controle da potência ativa ou da velocidade do rotor pode ser realizado pela alteração da componente do eixo-q da corrente do rotor da máquina I_{q2} ou I_{qr} .

Segundo Kayikçi e Milanovic (2007), a estratégia de controle adotada pelo GSC é alinhar a tensão terminal com o eixo-q. O GSC é usado para regular a tensão do link DC e também permite fazer a troca de potência reativa com a rede elétrica. O modo de controle de tensão é adotado nesta tese, por se mostrar mais eficaz em problemas de estabilidade de tensão, já que através do controle da tensão terminal do DFIG, pode-se contribuir com o fornecimento de potência reativa para a rede (LONDERO, 2012).

A Figura 5.2 mostra a malha de controle do CST aplicada à malha de controle do RSC. O CST consiste de uma malha de controle mais externa que determina a tensão de referência do parque eólico com o objetivo de regular a tensão da barra piloto usando um controle proporcional-integral. O controlador do parque eólico não é considerado nesta tese já que o parque eólico é modelado como uma máquina DFIG equivalente assumindo que todos os geradores do parque eólico têm a mesma reserva de potência reativa disponível (AKHMATOV, 2004).

Figura 5.2 Malha de controle do CST aplicada à malha de controle do RSC do DFIG

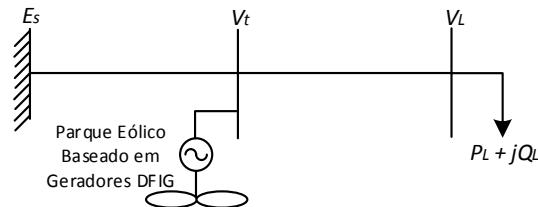


Já o CPT consiste, basicamente, de duas malhas em cascata, onde os controles do tipo PI são usados para manter a tensão terminal da máquina igual ao valor da tensão de referência (V_{ref}) enviada pelo CST. O CPT é executado pela mudança na componente do eixo-d da corrente (I_{d2}) e tensão do rotor (V_{d2}) do DFIG, como pode ser verificado na Figura 6.2. Os limites presentes nas malhas desse controle são variáveis, os quais dependem da velocidade da turbina eólica e da tensão terminal da máquina (LONDERO, 2015). O cálculo desses limites podem ser realizados por meio da curva de capacidade, como foi abordado no Capítulo 3.

5.3 Efeito do CST Aplicado ao Parque Eólico Composto de Aerogeradores DFIG na Estabilidade de Tensão: Uma Abordagem Analítica

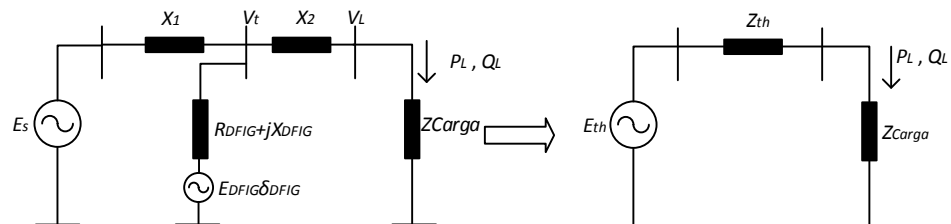
Para investigar como o CST aplicado a um parque eólico composto de aerogeradores DFIG contribui na estabilidade de tensão, consideremos inicialmente um sistema teste de 3 barras como mostra a Figura 5.3. Este sistema consiste de um grande consumidor representado pela carga $P_L + jQ_L$ suprida de modo radial por um barramento infinito (E_S), sendo que existe um parque eólico composto por aerogeradores DFIG, cuja capacidade nominal é de 1125MW formado por 1324 turbinas eólicas de 0,85MW suprindo parte da carga e regulando a tensão da barra de carga (V_L). O parque eólico é modelado como um equivalente de turbinas eólicas.

Figura 5.3 Sistema teste de 3 barras com um parque eólico composto de aerogeradores DFIG.



O sistema de potência mostrado na Figura 5.3 pode ser representado por um circuito equivalente como pode ser visto pela Figura 5.4. A magnitude da tensão interna do DFIG e seu ângulo são E_{DFIG} e δ_{DFIG} , respectivamente.

Figura 5.4 Circuito Equivalente de um sistema teste de 3 barras com a inserção de um parque eólico.



Pela Figura 5.4 tem-se que X_1 é a reatância da linha de transmissão entre o barramento infinito e a barra terminal do parque eólico, V_t é a tensão terminal do DFIG, sendo que sua impedância é $R_{DFIG} + jX_{DFIG}$. X_2 é a reatância da linha de transmissão entre a barra terminal do DFIG e a barra de carga, cuja tensão é representada por V_L . Então o equivalente Thevenin deste circuito pode ser dado pela tensão de Thevenin E_{TH} em série com uma impedância Z_{TH} e a carga Z_{LOAD} , sendo que a potência ativa e reativa da carga é dada por P_L e Q_L , respectivamente.

Para um sistema sem perdas, o equivalente Thevenin visto pela carga tem a seguinte força eletromotriz (*fem*) representada pela Equação 5.1, cuja impedância é dada pela Equação 5.2 (VAN CUTSEM, 1998).

$$E_{th} = \frac{\sqrt{(X_{DFIG}E_S + X_1E_{DFIG} \cos \delta_{DFIG})^2 + (X_1E_{DFIG} \sin \delta_{DFIG})^2}}{(X_1 + X_{DFIG})} \quad (5.1)$$

$$X_{th} = \left(\frac{X_1 \cdot X_{DFIG}}{X_1 + X_{DFIG}} \right) + X_2 \quad (5.2)$$

A potência máxima fornecida (ou enviada) para a carga para um dado fator de potência $\cos \phi$ é dada pela Equação 5.3.

$$P_{max} = \frac{\cos \phi}{(1 + \sin \phi)} \frac{E_{th}^2}{2X_{th}} \quad (5.3)$$

Substituindo os valores de E_{TH} e X_{TH} das Equações 5.1 e 5.2, respectivamente, na Equação 5.3, tem-se a Equação 5.4.

$$P_{max} = \frac{\cos \phi \left[(X_{DFIG}E_S + X_1E_{DFIG} \cos \delta_{DFIG})^2 + (X_1E_{DFIG} \sin \delta_{DFIG})^2 \right]}{2(1 + \sin \phi) \left[X_1X_{DFIG} + X_2(X_1 + X_{DFIG}) \right] (X_1 + X_{DFIG})} \quad (5.4)$$

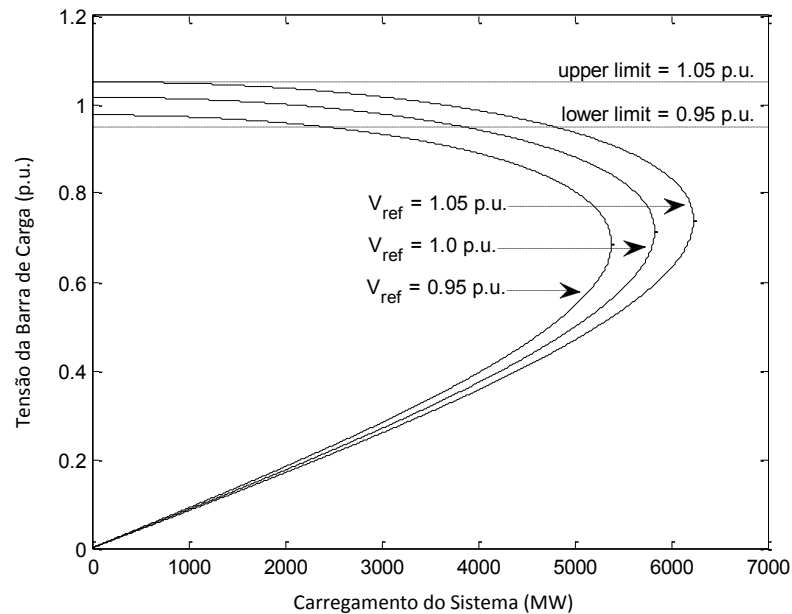
E a tensão da barra de carga é dada pela Equação 5.5.

$$V_{maxP} = \frac{\sqrt{(X_{DFIG}E_S + X_1E_{DFIG} \cos \delta_{DFIG})^2 + (X_1E_{DFIG} \sin \delta_{DFIG})^2}}{\sqrt{2} \sqrt{1 + \sin \phi} (X_1 + X_{DFIG})} \quad (5.5)$$

Analisando as equações 5.4 e 5.5 pode-se concluir que aumentando a tensão interna do DFIG (E_{TH}), de modo a aumentar também a sua tensão terminal V_t , há o crescimento tanto da potência máxima fornecida (ou enviada) para a carga, quanto da tensão da barra de carga. O aumento da tensão interna do DFIG produz uma maior potência máxima enviada para a carga. A Figura 5.5 mostra o efeito do CST aplicado em uma turbina eólica composta por um gerador de indução

DFIG na margem de estabilidade de tensão, onde as curvas PV correspondem a sucessivos valores pré-determinados de tensão interna.

Figura 5.5 Curva PV para diferentes valores de referência da tensão terminal sob condições de velocidade de vento baixa.



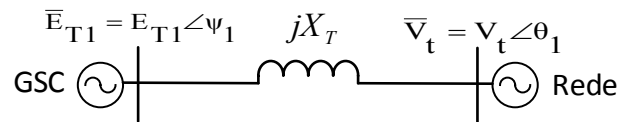
Pela Figura 5.5 percebe-se que com o aumento da potência de carga, maiores incrementos nos valores de referência da tensão terminal devem ser realizados para manter a tensão da carga V_L dentro dos seus limites mínimo e máximo, que é de 0.95 p.u. e 1.05 p.u., respectivamente. A potência ativa fornecida pelo DFIG para a rede é de 400MW sob condições de velocidade de vento baixa e o GSC operando com fator de potência unitário, ou seja, o GSC não está fornecendo potência reativa para a rede elétrica. Mantendo a produção de potência ativa no mesmo nível, o DFIG pode injetar uma quantidade significativa de potência reativa para a rede até o limite máximo de potência reativa do estator, conforme visto no Capítulo 3, tendo como referência (LONDERO, 2016).

5.4 Transferência de Potência Reativa entre o GSC e a Rede Elétrica

Esta seção analisa de forma analítica a troca de potência reativa entre o GSC e a rede elétrica, sendo necessário para o entendimento que leva o GSC a absorver reativos da rede quando o CST é aplicado em um parque eólico composto por aerogeradores DFIG.

A Figura 5.6 mostra o circuito equivalente do GSC e a rede elétrica, sendo que \bar{E}_{T1} é o fasor da tensão interna do GSC, e seu módulo é E_{T1} e seu ângulo é ψ_1 . A reatância do transformador de acoplamento é X_T , e a tensão terminal \bar{V}_t tem módulo V_t e ângulo θ_t .

Figura 5.6 Circuito Equivalente do GSC



A potência reativa transferida do GSC para a rede através do transformador de acoplamento é dada pela Equação 5.6.

$$Q_{Grid} = \frac{E_{T1} \cdot V_t}{X_T} \cos(\psi_1 - \theta_t) - \frac{V_t^2}{X_T} \quad (5.6)$$

Assegurando-se que o GSC está operando com fator de potência unitário, pode-se satisfazer a seguinte condição dada pela Equação 5.7, já que a potência reativa transferida do GSC para o sistema de potência Q_{Grid} é nula.

$$E_{T1} \cos(\psi_1 - \theta_t) = V_t \quad (5.7)$$

Considerando que as barras estejam próximas, ou seja, $\psi_1 \approx \theta_t$, pode-se considerar que $\cos(\psi_1 - \theta_t) = 1$. Então pode-se escrever a Equação 5.8.

$$E_{T1} = V_t \quad (5.8)$$

O módulo da tensão interna do GSC E_{T1} é calculada através da Equação 5.9 (POLLER, 2003).

$$E_{T1} = K_{c1} \cdot m_1 \cdot V_c \quad (5.9)$$

Onde K_{c1} é uma constante que depende da modulação por largura de pulso tipo PWM (*pulse width modulation*) e das bases adotadas nos sistemas CA e CC, m_1 é o índice de modulação do

conversor GSC e V_c é a tensão no capacitor do *link* CC, a qual é mantida constante pela malha de controle de potência ativa/tensão no capacitor do conversor GSC. Desse modo, pode-se concluir que a tensão interna do GSC E_{T1} varia diretamente proporcional com índice de modulação m_1 do conversor. Substituindo a Equação 5.9 em 5.8, tem-se:

$$m_1 = \frac{V_t}{K_{cl} \cdot V_c} \quad (5.10)$$

Como visto anteriormente, em operação normal, a tensão terminal da máquina aumenta para viabilizar o fluxo de potência reativa para a carga e o controle da tensão na barra remota através do CST. Sendo assim, o índice de modulação m_1 aumenta proporcionalmente com a tensão terminal, mantendo inicialmente a tensão interna do GSC E_{T1} igual a tensão terminal V_t e assim o conversor GSC não absorve potência reativa.

Contudo, o índice de modulação m_1 não pode aumentar indefinidamente de modo que ocorra uma sobremodulação no conversor GSC, sendo que seu limite máximo é igual a 1. Desse modo, o controlador do GSC não permite que $m_1 > 1$ e conseqüentemente a Equação 5.8 não pode ser satisfeita. Então, quando m_1 atinge o seu limite a tensão interna E_{T1} perde controlabilidade. Porém, a tensão terminal continua aumentando e assim acontece a desigualdade $E_{T1} < V_t$ e, conseqüentemente, ocorre fluxo de potência reativa do sistema de potência para o GSC. Nesse caso, o DFIG começa a absorver potência reativa. Esta ocorrência não é benéfica para a estabilidade de tensão do sistema de potência.

Assim, faz-se necessário tomar alguma medida que impeça a absorção de reativos da rede pelo GSC. As estratégias de controle auxiliares planejadas para esse fim serão abordadas no Capítulo 6 de resultados.

5.5 Conclusão

Este capítulo abordou os principais aspectos sobre a aplicação do controle secundário de tensão em parques eólicos compostos por aerogeradores DFIG. Esses aspectos são necessários para o entendimento dos resultados alcançados através de simulações no domínio do tempo, os quais podem ser vistos no capítulo seguinte de resultados.

O esquema geral do CST aplicado à malha de controle de tensão do conversor ligado ao rotor do DFIG foi apresentado, bem como o efeito que o CST provoca na estabilidade de tensão do sistema de potência. Através de uma forma analítica, foi verificado que o aumento da tensão

terminal da máquina eólica, provoca o aumento da potência máxima a ser transmitida para a carga. O efeito do CST aplicado ao DFIG aumenta a margem de estabilidade de tensão. O conversor ligado ao estator da máquina pode absorver potência reativa da rede, quando sua tensão interna não consegue acompanhar o crescimento da tensão terminal provocada pelo CST para manter constante a tensão da barra piloto. Assim, duas estratégias de controle são estabelecidas a seguir para impedir a absorção de reativos da rede pelo GSC, bem como, forçar que este conversor forneça potência reativa.

Capítulo 6 – Resultados

6.1 Introdução

Este capítulo apresenta os resultados obtidos da contribuição do CST aplicado a um parque eólico composto por aerogeradores DFIG à estabilidade de tensão de longo prazo através de simulações no domínio do tempo sob regimes de velocidades do vento alta e baixa, envolvendo os modelos dinâmicos do OEL e OLTC, e também considerando os modelos estáticos e dinâmicos (motores de indução) das cargas.

Primeiramente, a análise da estabilidade de tensão de longo-prazo é realizada comparando a atuação do CST em relação ao CPT sob os regimes de velocidades do vento alta e baixa. Nesse primeiro momento, o fator de potência do GSC é considerado unitário. Entretanto, em uma determinada condição do sistema há o fluxo de potência reativa da rede para o conversor GSC.

Para solucionar este comportamento adverso do sistema, foram propostas duas estratégias auxiliares de controle: a primeira cuja função é conter o fluxo inverso de potência reativa no GSC (CFPR); e a segunda estratégia possui como objetivo forçar a injeção máxima de potência reativa para a rede elétrica através do GSC (IMPR). Para avaliar a contribuição dessas duas novas estratégias de controle, o fator de potência do GSC foi considerado diferente do unitário. Assim, é possível verificar a contribuição do GSC no suporte de potência reativa e postergação do colapso de tensão, e conseqüentemente, aumento da margem de estabilidade de tensão do sistema.

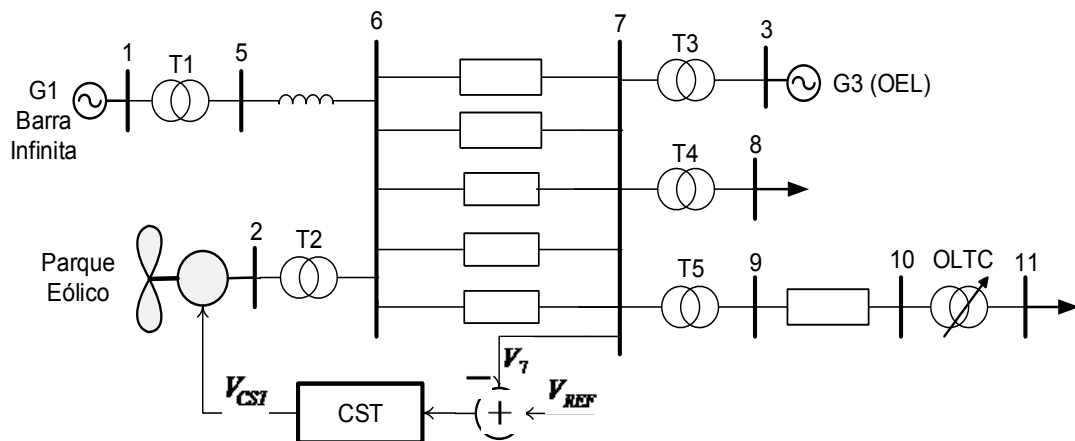
Todas as simulações foram realizadas utilizando os programas ANAREDE e ANATEM desenvolvidos pelo CEPEL (CEPEL, 2012, 2013), ferramentas amplamente usadas para realização de estudos de planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro.

6.2 Sistema Teste

O sistema elétrico teste utilizado para realizar as simulações é mostrado na Figura 6.1. Este sistema é baseado no sistema desenvolvido em Kundur (1994) para análise de estabilidade de tensão. Para a realização deste estudo, o sistema original foi modificado substituindo o gerador síncrono localizado na barra 2 por um parque eólico, que é modelado como uma máquina DFIG equivalente, composto por 1324 máquinas de 850 kW cada. De acordo com Akhmatov (2003),

o modelo equivalente de uma máquina pode ser usado para representar parques eólicos de grande escala em análise de estabilidade de tensão. O Gerador G1 é modelado como um barramento infinito, e o Gerador G3 é uma fonte de energia convencional modelado como gerador síncrono, no qual o dispositivo (OEL) está instalado. O transformador OLTC está localizado entre as barras 10 e 11. Os modelos do OEL e do OLTC são os mesmos utilizadas em Kundur (1994). Todos os dados do sistema se encontram no Anexo.

Figura 6.1 O Sistema Teste

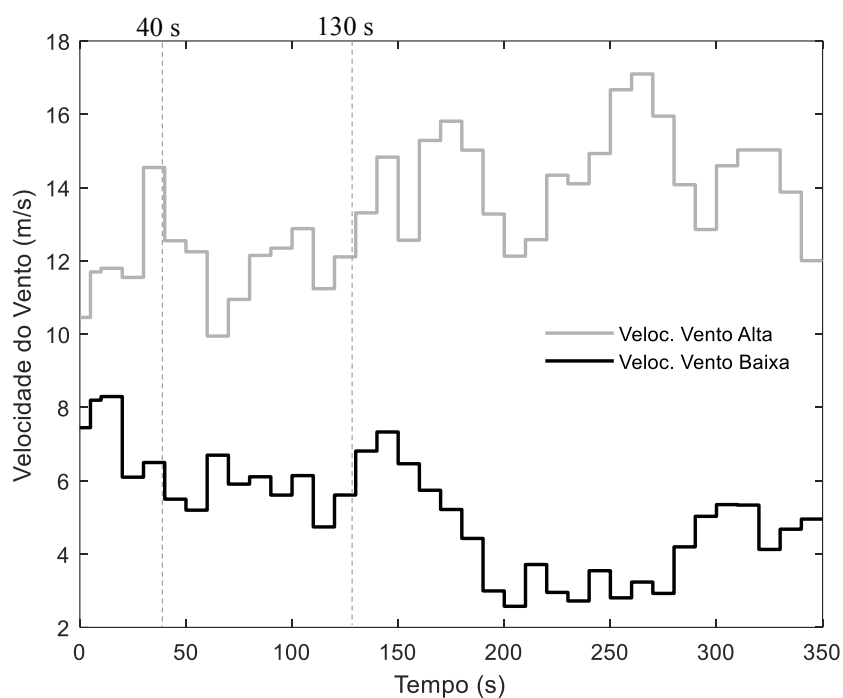


A carga da barra 8 é composta por modelos dinâmicos e estáticos. A carga estática foi modelada 100% como potência constante somente para a componente de potência reativa. Já a componente de potência ativa da carga é representada como um equivalente de motores de indução. A carga da barra 11 foi representada por um modelo de carga estática como 50% corrente constante e 50% impedância constante, tanto para a componente de potência ativa quanto para a componente de potência reativa. O transformador T4 que supre esta carga possui tap fixo.

Neste estudo, a barra piloto selecionada para aplicar o CST é a barra 7, pois apresenta maior nível (ou capacidade) de curto-circuito do sistema elétrico. O CST empregado exclusivamente na máquina DFIG controla remotamente a tensão dessa barra piloto, e conseqüentemente, melhora o perfil de tensão das barras vizinhas.

Em todas as simulações, a carga do sistema sofre sucessivos aumentos de 0.1% a cada segundo em relação a carga inicial durante um tempo total de 200 s, sendo que o tempo de simulação total é de 350 s. As simulações foram realizadas considerando dois regimes de vento, um regime de altas velocidades de vento e outro regime de baixas velocidades de vento como mostra a Figura 6.2.

Figura 6.2 Regimes de vento



6.3 Efeito do CST Aplicado ao Parque Eólico Composto de Aerogeradores DFIG na Estabilidade de Tensão: Uma Abordagem Numérica

Os resultados obtidos com a aplicação do CST ao parque eólico DFIG são apresentados nesta seção através de simulações no domínio do tempo. São considerados quatro estudos de caso:

- a) Caso 1: CPT sob condições de regime de vento alto;
- b) Caso 2: CST sob condições de regime de vento alto;
- c) Caso 3: CPT sob condições de regime de vento baixo;
- d) Caso 4: CST sob condições de regime de vento baixo.

As Figuras 6.3 e 6.4 mostram o comportamento no domínio do tempo da tensão nas barras 7 (barra piloto) e 2 (barra do parque eólico) para cada caso considerado. Os gráficos correspondentes da corrente do rotor ao longo de eixo d do DFIG, da potência reativa do gerador síncrono G3 e da evolução do TAP do OLTC são mostrados nas Figuras 6.5, 6.6 e 6.7, respectivamente. Vale ressaltar, que em todos esses casos, o GSC opera com fator de potência unitário.

Nos casos 1 e 2, nos quais as velocidades de vento são altas, a reserva de potência reativa do DFIG é muito baixa em 0 s devido às altas condições de velocidade de vento.

Conseqüentemente, com o aumento gradual da carga do sistema, a corrente do rotor ao longo do eixo-d atinge seu limite antes de 10 s, e com isso, a máquina DFIG perde o controle de tensão. Assim, o CPT (caso 1) e o CST (caso 2) não conseguem manter constante a tensão das barras 7 e 2, respectivamente, de 10 s a 40 s. Além disso, a demanda de potência reativa do gerador G3 aumenta nesse intervalo de tempo.

Figura 6.3 Tensão da Barra 7

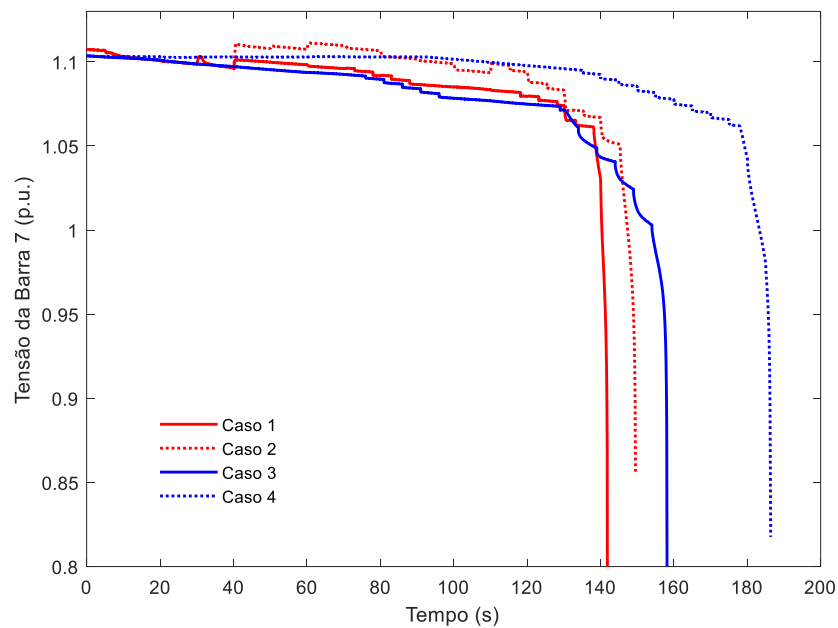
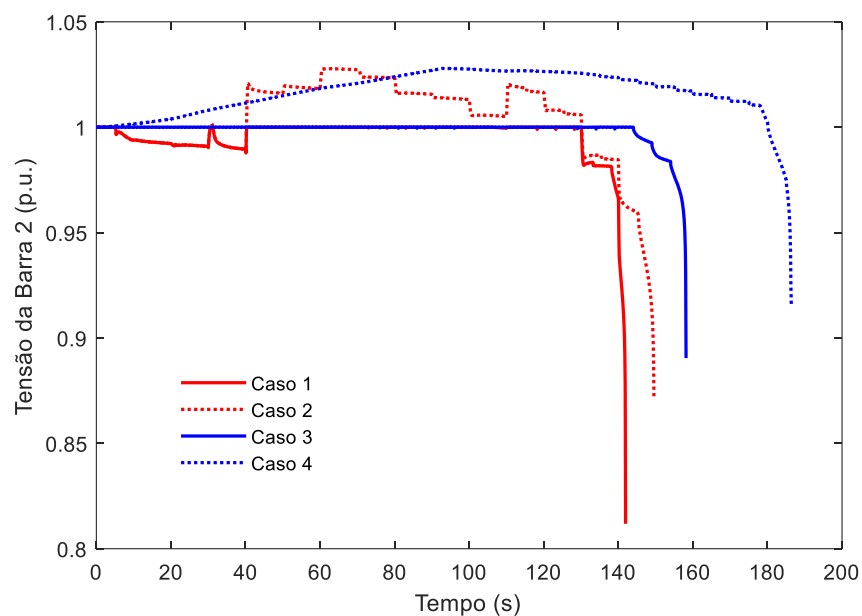


Figura 6.4 Tensão Terminal do DFIG



No caso 1, o CPT consegue manter constante a tensão da barra 2 no intervalo de tempo de 40 s a 130 s, período este em que o limite máximo da corrente do rotor no eixo-d (I_{d2max}) aumenta quando a velocidade de vento reduz em 40 s sob condições de velocidade de vento alta. Entretanto, a demanda de potência reativa do gerador G3 é maior para compensar a queda de tensão das barras do sistema, como pode ser observado na Figura 6.6.

Figura 6.5 Componente da corrente do rotor I_{dr}

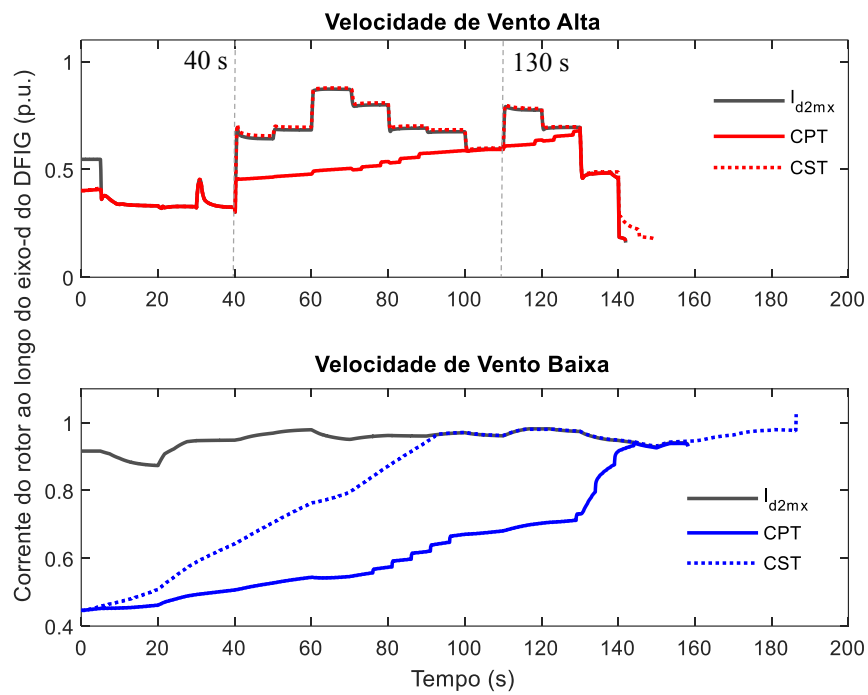
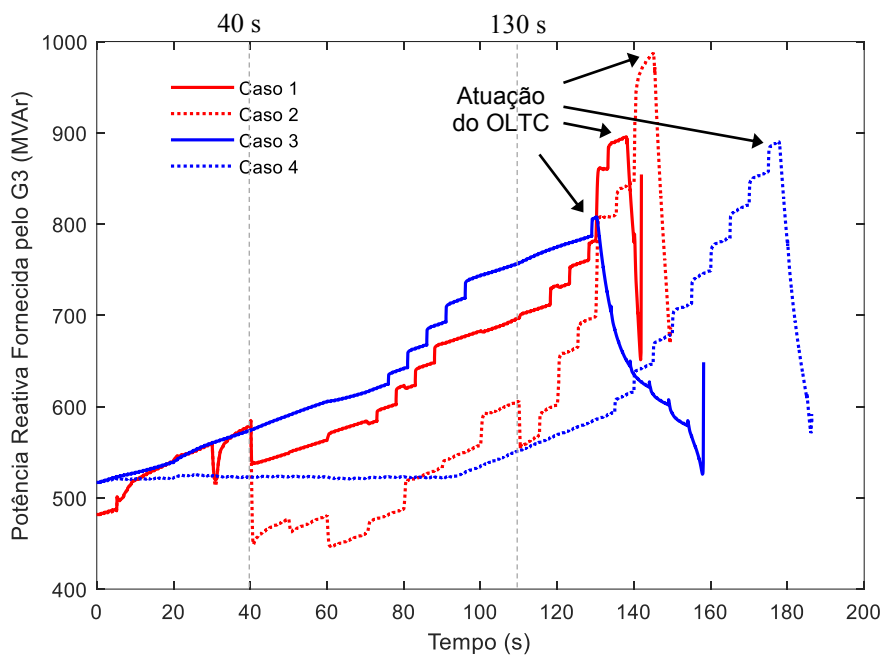


Figura 6.6 Potência Reativa Fornecida pelo Gerador Síncrono G3

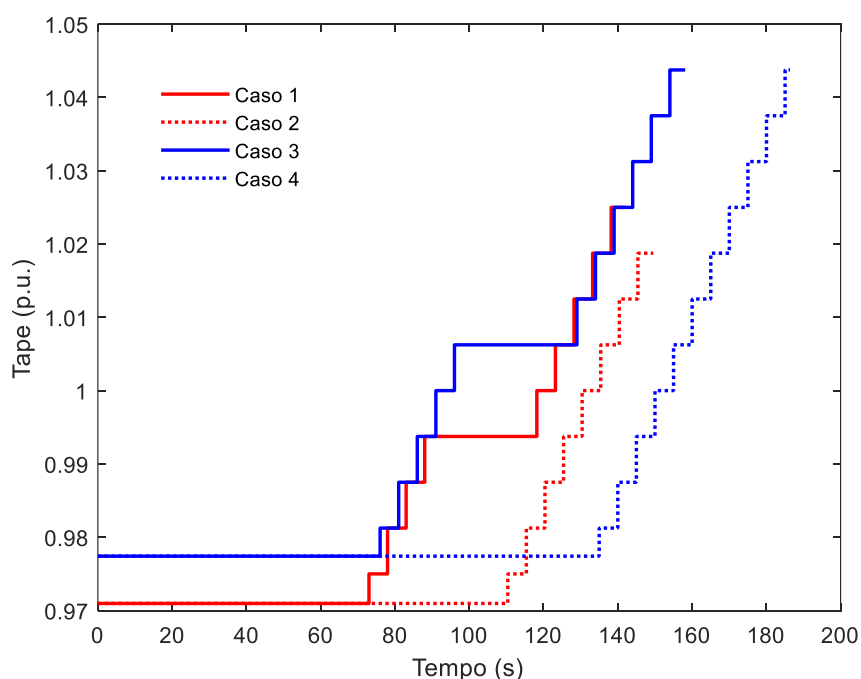


A ação do OLTC aumenta a potência reativa do gerador G3 para cada movimento do tape em todos os casos, como pode ser verificado nas Figuras 6.6 e 6.7. Vale destacar que a atuação do OLTC acelera a ativação do OEL. Assim, com a redução de I_{d2max} em torno de 130 s a potência reativa do gerador G3 excede seu limite máximo, causando o colapso de tensão do sistema um pouco antes dos 142 s para o caso 1.

No caso 2, na tentativa de controlar a tensão na barra 7, o CST (caso 2) eleva a tensão na barra 2 acima de 1.0 p.u., de 40 s a 130 s, devido ao aumento de I_{d2max} em 40 s. Apesar do CST não conseguir manter constante a tensão na barra 7 devido à limitação de corrente do rotor ao longo do eixo-d, a demanda de potência reativa do gerador G3 é agora menor, como pode ser vista pela Figura 6.6, postergando a ativação do OEL no gerador G3. No caso 2, o colapso de tensão ocorre em aproximadamente 150 s.

Segundo Dobson e Lu (1992), a atuação do OEL, de modo geral, determina o momento do colapso de tensão, pois quando a corrente de excitação da máquina atinge seu limite máximo, o OEL atua reduzindo a excitação de campo, e conseqüentemente, diminui o fornecimento de potência reativa para a rede elétrica, o que compromete a manutenção da tensão das barras do sistema. Com a atuação do CST, há o efeito positivo de postergar o colapso de tensão, já que há o atraso na atuação do OEL com a injeção adicional de reativos à rede elétrica por parte do parque eólico.

Figura 6.7 Evolução do TAP do OLTC



Analisando agora o comportamento do sistema sob velocidades de vento baixas, nos casos 3 e 4, a reserva de potência reativa do DFIG é alta no instante inicial de 0 s. No caso 3, o CPT mantém a tensão da barra 2 constante no período de 0 s a aproximadamente 140 s, enquanto que a tensão da barra 7 sofre um declínio conforme a carga do sistema aumenta. Observando a Figura 6.5, percebe-se que enquanto a corrente I_{d2} se mantém abaixo do seu limite máximo (I_{d2max}), o CPT mantém a tensão da barra terminal do DFIG no valor inicial de 1 p.u.. Entretanto, similarmente ao caso 1, a demanda de potência reativa do gerador G3 é também maior no caso 3, antecipando a atuação do OEL, o que leva o sistema ao colapso de tensão em aproximadamente 158 s. No caso 3, pode-se observar que o OEL é ativado antes do limite máximo da corrente do rotor (I_{d2max}) ser alcançado, já que o CST não está operando.

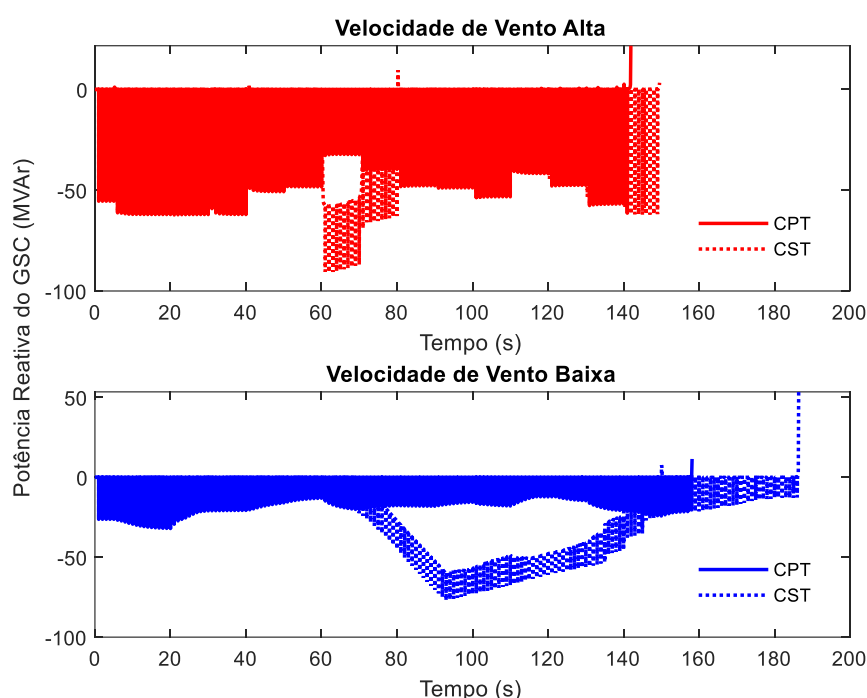
Por outro lado, no caso 4, o CST mantém a tensão na barra piloto constante devido ao aumento da tensão da barra terminal do DFIG, no período de 0 s a aproximadamente 100 s. Devido ao aumento da carga do sistema, a demanda adicional de reativos pelo sistema é realizada exclusivamente pela reserva de potência reativa do parque eólico. A potência reativa suprida pelo gerador G3 é mantida constante no mesmo intervalo de tempo, já que existe a reserva de reativos do parque eólico devido as condições de velocidades baixas de vento. Isto se deve a contribuição do CST em prover um maior gradiente de tensão entre as barras 2 e 7.

Ainda analisando o caso 4, a corrente I_{d2} atinge seu limite máximo I_{d2max} mais rapidamente do que no caso 3. Entretanto, quando a corrente do rotor ao longo do eixo-d atinge seu limite máximo próximo dos 100 s, a tensão terminal perde controlabilidade e começa a cair, assim também a tensão da barra 7, enquanto que a demanda de potência reativa do gerador G3 aumenta, como mostra a Figura 6.6. Pela contribuição do CST no intervalo de 0 s a aproximadamente 100 s, e pelo fato do limite máximo da corrente do rotor no eixo-d (I_{d2max}) ser mantida em um valor alto devido às condições de vento baixo, a ativação do OEL é postergada causando o colapso de tensão em aproximadamente 186 s.

Os resultados mostram claramente a contribuição positiva do CST aplicado ao parque eólico sob o cenário de velocidades de vento baixas (caso 4) postergando o colapso de tensão do sistema quando comparado com os outros casos. Esses resultados numéricos corroboram a análise analítica apresentada no Capítulo 5 desta tese. Vale ressaltar que a ativação do OEL determina a ocorrência do colapso de tensão do sistema de potência (DOBSON, 1992). Com isso, a inserção do CST no parque eólico composto de máquinas DFIG permite aos operadores de sistemas elétricos mais tempo para tomar alguma medida preventiva com o objetivo de prevenir o colapso de tensão

A Figura 6.8 mostra a resposta no domínio do tempo da potência reativa do GSC do DFIG para os 4 casos em estudo. Quando apenas o CPT está em operação, o fator de potência unitário do GSC é mantido constante. Contudo, quando o CST está em uso pelo DFIG, o GSC absorve uma significativa quantidade de potência reativa da rede elétrica, tanto em condições de velocidades de vento altas, quanto em condições de velocidade de vento baixas.

Figura 6.8 Potência Reativa do GSC



Para que o GSC absorva potência reativa da rede elétrica, é necessário que a tensão terminal (V_t) do DFIG seja maior do que a tensão do GSC (E_{T1}), como bem abordado na Seção 5.4 do Capítulo 5 desta tese. Por isso, esse evento inesperado pode ser explicado analisando a Figura 6.9, que representa a tensão terminal V_t e a tensão interna E_{t1} do GSC e a Figura 6.10 que mostra o comportamento do índice de modulação m_1 do GSC nos casos 2 e 4.

Pela Figura 6.9 percebe-se inicialmente que V_t e E_{T1} apresentam o mesmo valor em ambos os casos 2 e 4, e o GSC não absorve potência reativa, como verificado na Figura 6.8. Contudo, em aproximadamente 60 s para o caso 2 e em aproximadamente 70 s para o caso 4, o índice de modulação m_1 do GSC atinge seu limite máximo de 1 p.u e a tensão terminal V_t começa a ser maior do que a tensão interna E_{t1} . Nesse momento, E_{t1} não consegue acompanhar o crescimento de V_t e estabiliza em torno de 1.02 p.u. até 80 s no caso 2 e até 150 s no caso 4. Conseqüentemente, o GSC perde o controle do fator de potência unitário e começa a absorver

potência reativa da rede, como discutido na Seção 5.4 do Capítulo 5. Nota-se que a potência reativa absorvida pelo GSC é maior em condições de velocidade de vento baixa, visto que a reserva de potência reativa do DFIG é maior para o CST produzir um maior gradiente de tensão entre V_t e E_{T1} .

Figura 6.9 Tensão terminal e tensão interna E_{T1} do GSC

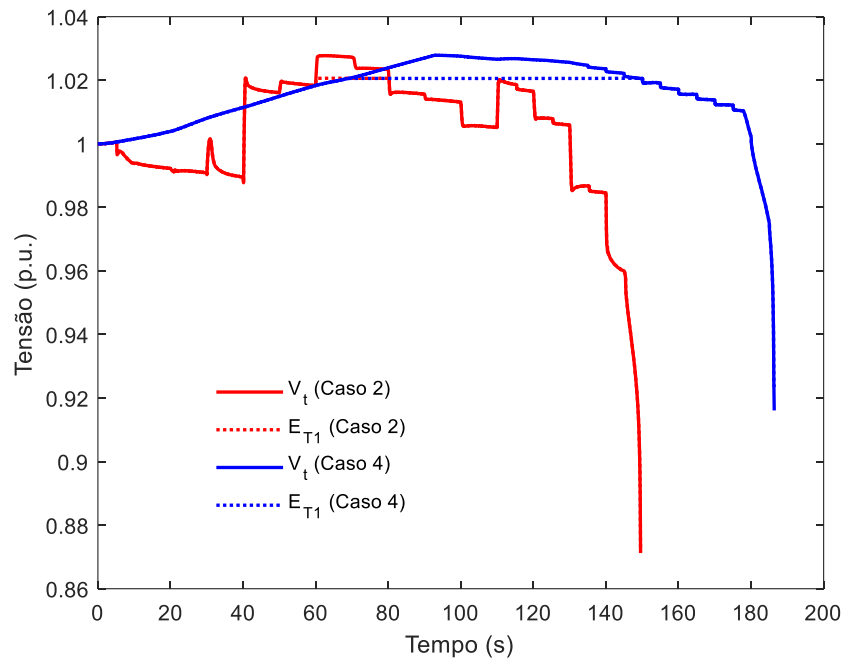
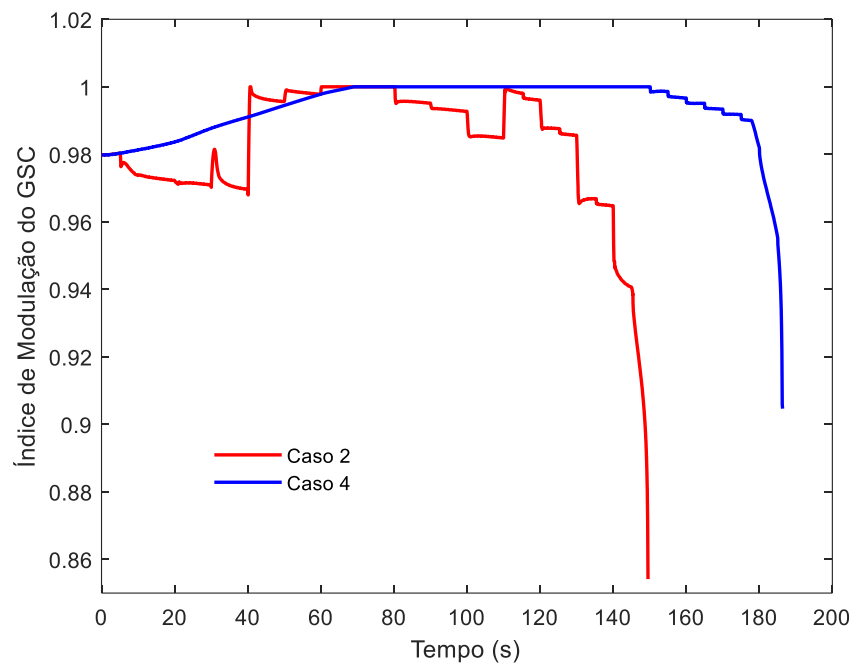


Figura 6.10 Índice de modulação do GSC



Essa análise da tensão terminal V_t e da tensão interna do GSC E_{t1} explica a absorção de potência reativa pelo GSC, entretanto, deve-se averiguar o motivo que leva a tensão interna do GSC a estacionar em torno de 1.02 p.u., tanto no caso 2, quanto no caso 4. Para isso, verifica-se pela Equação 5.9 do Capítulo 5 desta tese ($E_{t1} = K_{c1} \cdot m_1 \cdot V_c$) que a tensão interna do GSC E_{t1} varia com K_c (constante dependente da forma de modulação PWM e das bases adotadas no sistema CC), m_1 (índice de modulação do GSC) e V_c (tensão do capacitor no link CC), sendo esta tensão mantida constante pela malha de controle de potência ativa/tensão no capacitor do conversor GSC. Conclui-se então que E_{t1} varia apenas com o índice de modulação m_1 do conversor, já que K_c e V_c são constantes. Contudo, m_1 não pode aumentar indefinidamente e assim atingir o seu limite máximo, cujo valor é igual a 1, para não haver sobremodulação no conversor PWM. Então, quando m_1 atinge o seu limite, a tensão interna E_{t1} perde controlabilidade e estaciona em 1,02 p.u.. Porém, a tensão terminal da máquina continua aumentando e assim acontece o gradiente de tensão visto na Figura 6.9, e o resultado final é a absorção de potência reativa pelo GSC, conforme visto na Figura 6.8.

Pela análise dos resultados, conclui-se que o uso do CST aplicado a malha de tensão do RSC em aerogeradores DFIG contribui para aumentar a margem de estabilidade de tensão de longo prazo. Entretanto, uma limitação na capacidade do controle de potência reativa do GSC pode forçar o GSC a absorver potência reativa da rede elétrica, o que não é desejável. Por esse motivo, para evitar esse evento indesejável, duas estratégias auxiliares de controles são propostas na Seção 6.4: a primeira estratégia possui o objetivo de conter a absorção de potência reativa por parte do GSC, e; a segunda proposta tem como função forçar o GSC a fornecer potência reativa para a rede elétrica.

6.4 Estratégias de Controles Auxiliares Propostas

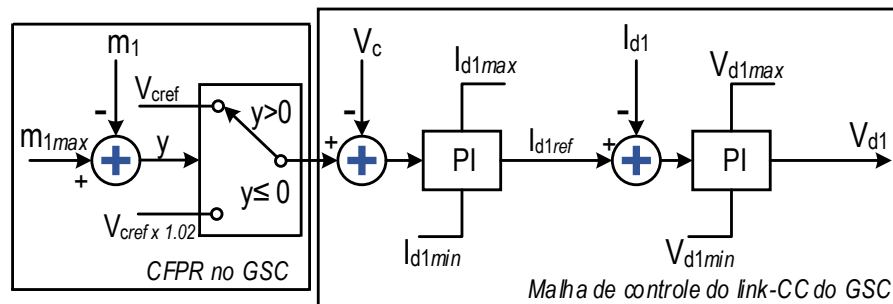
A principal contribuição desta tese é propor estratégias de controle que impeçam o comportamento do GSC em absorver potência reativa da rede quando o CST é aplicado à malha de controle de tensão do RSC do DFIG, bem como forçar o seu fornecimento de reativos à rede para melhorar ainda mais a margem de estabilidade de tensão do sistema. As duas estratégias de controle são submetidas ao regime de baixas velocidades de vento, pois nesse caso a reserva de potência reativa do parque eólico é considerada alta.

6.4.1 Contenção do Fluxo de Potência Reativa (CFPR) no GSC

A estratégia CFPR proposta nessa tese tem a função de conter o fluxo inverso de potência reativa no GSC quando o CST é aplicado à malha de controle de tensão do RSC.

Na seção anterior, foi observado que a principal razão que leva o GSC a absorver uma significativa quantidade de potência reativa da rede elétrica se deve ao fato do índice de modulação PWM do GSC m_1 atingir seu limite igual a 1, como demonstrado na Seção 6.3. Mas para que esse evento indesejável seja evitado é necessário que E_{t1} seja igual a V_t . Para isto, é necessário aumentar a tensão do link CC V_c de acordo com a Equação 5.9 do Capítulo 5. A Figura 6.11 mostra o controle da Estratégia CFPR no GSC e a malha de controle de tensão do link-CC.

Figura 6.11 Malha de Controle da Estratégia CFPR



Pela Figura 6.11, nota-se que o sinal de saída da estratégia CFPR corresponde a tensão de referência do link-CC V_{cref} . A entrada m_1 representa o índice de modulação PWM que é comparada com seu limite máximo m_{1max} , cujo valor é igual a 1. Enquanto m_1 não atinge seu limite, a tensão V_c permanece sendo a tensão de referência V_{cref} . Entretanto, quando m_1 atinge limite máximo, o bloco seletor indica a posição baixa ($y \leq 0$), gerando um sinal de saída para aumentar a tensão de referência V_{cref} para 1.02 p.u. a fim de aumentar a tensão interna do GSC E_{t1} .

6.4.1.1 Efeito da Estratégia CFPR: Um Exemplo Numérico

Esta subseção mostra o efeito da estratégia CFPR no GSC na estabilidade de tensão de longo-prazo quando comparado com o caso em que o esquema básico do CST é usado (caso 4).

As respostas no domínio do tempo da tensão do link-CC, da tensão terminal do DFIG e da tensão interna do GSC, bem como da potência reativa do GSC, e da tensão da barra 7, podem ser visualizadas nas Figuras 6.12, 6.13, 6.14, e 6.15, respectivamente.

Figura 6.12 Tensão do link CC

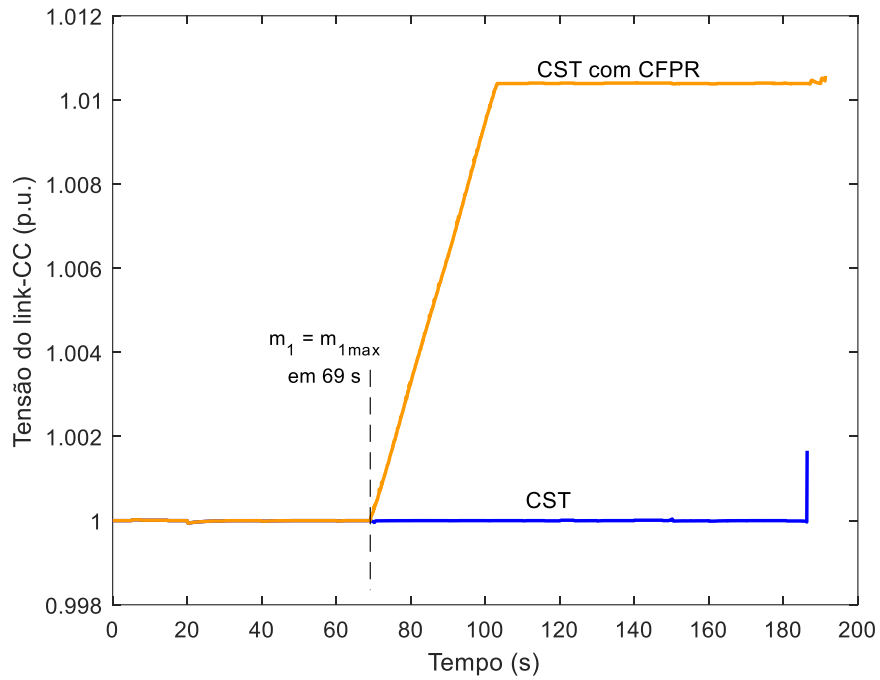
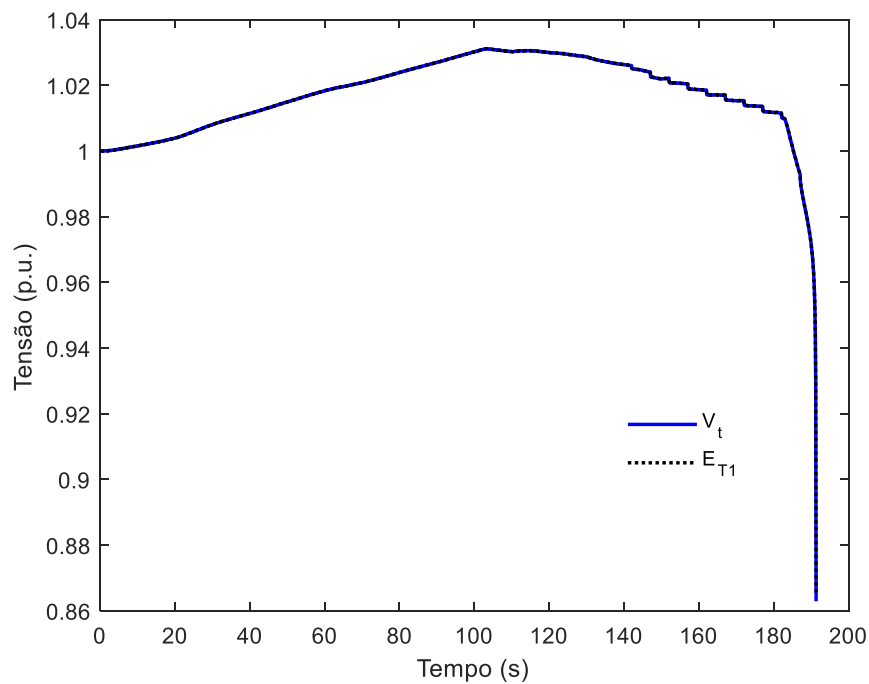


Figura 6.13 Tensão interna do GSC E_{T1} e tensão terminal do DFIG



A absorção de potência reativa pelo GSC do DFIG começa quando o índice de modulação m_1 atinge seu limite máximo m_{1max} em 69 s para o caso 4 no qual o esquema básico do CST é usado. Quando isto ocorre, a estratégia CFPR gera um sinal que aumenta a tensão de referência do link-CC, permitindo que E_{t1} tenha o mesmo comportamento da tensão terminal do DFIG V_t , conforme mostra a Figura 6.13.

Figura 6.14 Contenção do Fluxo Reverso de Potência Reativa

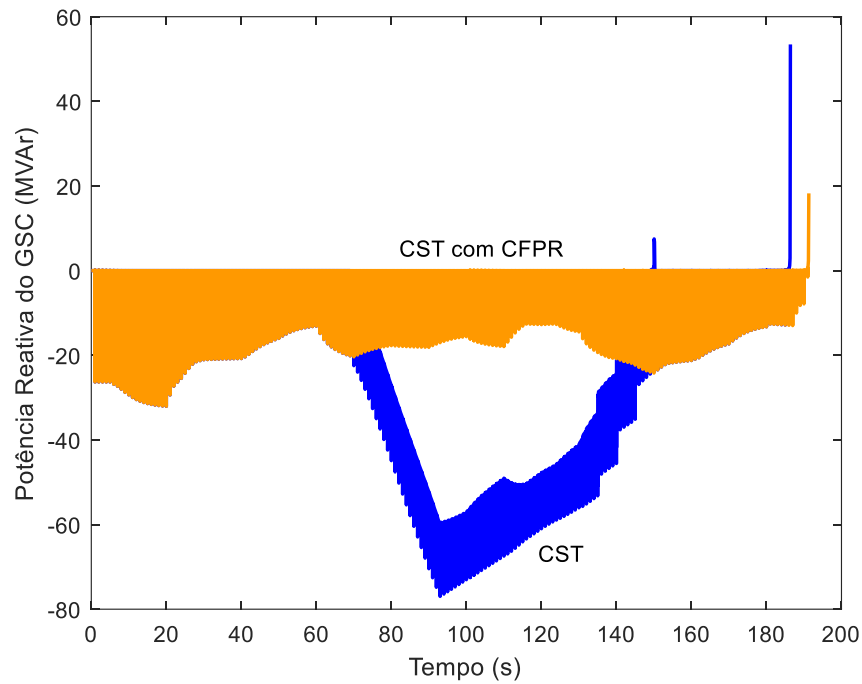
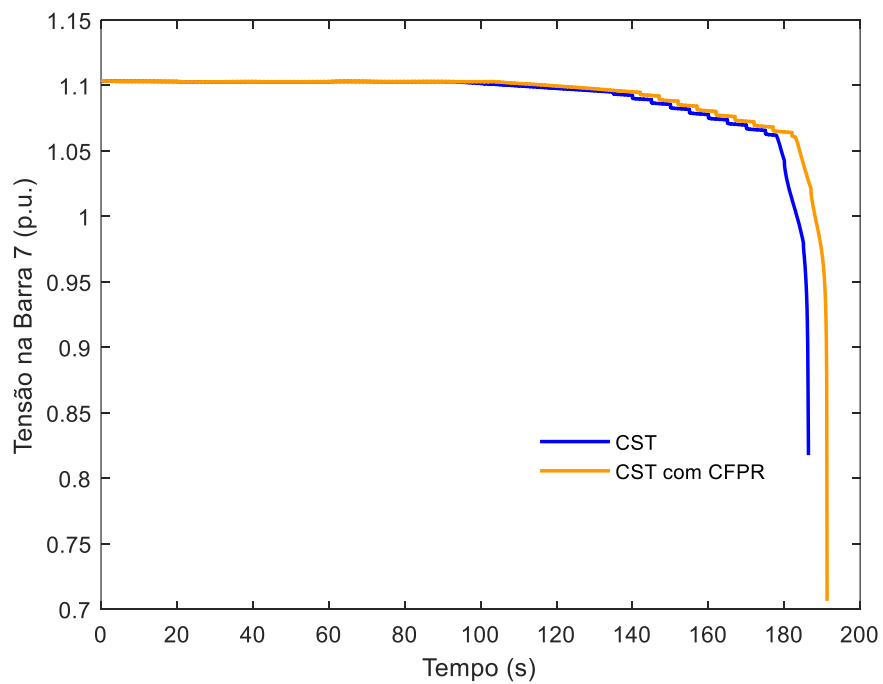


Figura 6.15 Tensão na barra 7 controlada remotamente com a Estratégia CFPR



Através da estratégia CFPR, a tensão do link-CC é ativada em 69 s, que sobe de 1.0 p.u. para 1.01 p.u. evitando o fluxo inverso de potência reativa no GSC. Como a tensão do link-CC aumenta, E_{T1} aumenta de acordo com a Equação 5.9 do Capítulo 5. Isto elimina o gradiente de tensão entre E_{T1} e V_t observado na Figura 6.9 (caso 4) e assim, inibe o fluxo inverso de potência reativa no GSC, como mostra a Figura 6.14. Isso permite que o CST aplicado ao parque eólico composto por aerogeradores DFIG tenha um controle mais efetivo sobre a tensão da barra piloto (barra 7), postergando ainda mais o colapso de tensão, o qual ocorre em torno de 191 s, como pode ser visto na Figura 6.15. Este resultado implica em um aumento na margem de estabilidade de tensão do sistema elétrico.

6.4.2 Injeção Máxima de Potência Reativa (IMPR) para o GSC

Pelos resultados apresentados na seção anterior com a estratégia CFPR, conclui-se que o aumento da tensão do link CC no momento em que o índice de modulação do conversor GSC m_1 atinge seu limite, garante o aumento da tensão interna E_{t1} do GSC do mesmo modo que o crescimento da tensão terminal do DFIG, e conseqüentemente, evita a absorção de potência reativa pelo conversor ligado ao estator da máquina DFIG. Isso aumenta a capacidade de geração de potência reativa do GSC, melhora a controlabilidade da tensão na barra remota, e conseqüentemente, aumenta a margem de estabilidade de tensão do sistema.

O objetivo da estratégia IMPR é injetar na rede elétrica o valor máximo de potência reativa através do GSC quando o CST é aplicado a malha de controle de tensão do RSC, aumentando ainda mais a margem de estabilidade de tensão do sistema elétrico. Entretanto, o uso da estratégia CFPR apresentada na subseção anterior é indispensável para a estratégia IMPR ser efetiva.

A estratégia CFPR apresentada na subseção anterior evita o fluxo inverso de potência reativa, e além disso, desempenha um papel específico para melhorar a capacidade de geração de potência reativa do GSC, o que pode ser explicado pelas Equações 6.1 e 6.2, as quais representam, respectivamente, o limite de potência reativa do GSC (Q_{cmax}) e a potência aparente máxima do GSC (S_{cmax}).

$$Q_{cmax} = \sqrt{S_{cmax}^2 - P_{c1}^2} \quad (6.1)$$

$$S_{cmax} = E_{t1} \cdot I_{1max} \quad (6.2)$$

Onde:

P_{c1} – potência ativa fornecida/consumida pelo GSC;

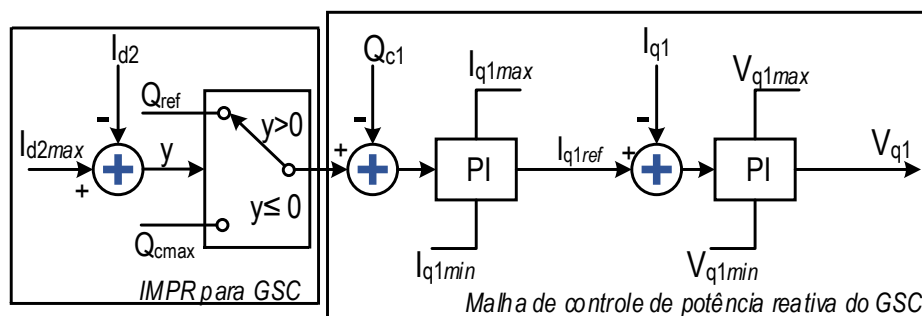
I_{1max} é a corrente nominal do conversor GSC.

Então, quando a tensão no link-CC aumenta, através da estratégia CFPR, a tensão interna E_{t1} também aumenta, e conseqüentemente há o aumento da potência aparente máxima do GSC (S_{cmax}). Com isso, há o aumento da capacidade de geração de potência reativa do GSC.

Embora o esquema do CST aplicado ao parque eólico postergue a atuação do OEL no gerador síncrono G3, como demonstrado na Seção 6.3, a reserva de potência reativa disponível no parque eólico não é totalmente utilizada, uma vez que o GSC opera com fator de potência unitário. Além disso, quando (I_{d2}) atinge seu limite máximo (I_{d2max}), a tensão do lado da transmissão na barra piloto não pode ser mais controlada pelo CST, e começa a cair. Assim, nesta subseção, o GSC é usado como uma fonte complementar de potência reativa, injetando a máxima potência reativa permitida pelo GSC quando a corrente (I_{d2}) atinge seu limite máximo (I_{d2max}). A Figura 6.16 mostra a estratégia IMPR para o GSC e a malha de controle de tensão do link-CC.

Observando a malha de controle da Estratégia IMPR na Figura 6.16, nota-se que o sinal de entrada I_{d2} é comparado ao seu valor máximo I_{d2max} . Assim, quando I_{d2} atinge seu limite máximo I_{d2max} , então o bloco seletor indica a posição baixa ($y \leq 0$), gerando um sinal de saída para aumentar Q_{cref} para Q_{cmax} . Por outro lado, caso a corrente I_{d2} não atinja seu limite máximo I_{d2max} , o bloco seletor indica a posição alta ($y > 0$) e a potência reativa do GSC Q_{cref} é nula, ou seja, nesse caso o GSC opera com fator de potência unitário.

Figura 6.16 Malha de Controle da Estratégia IMPR



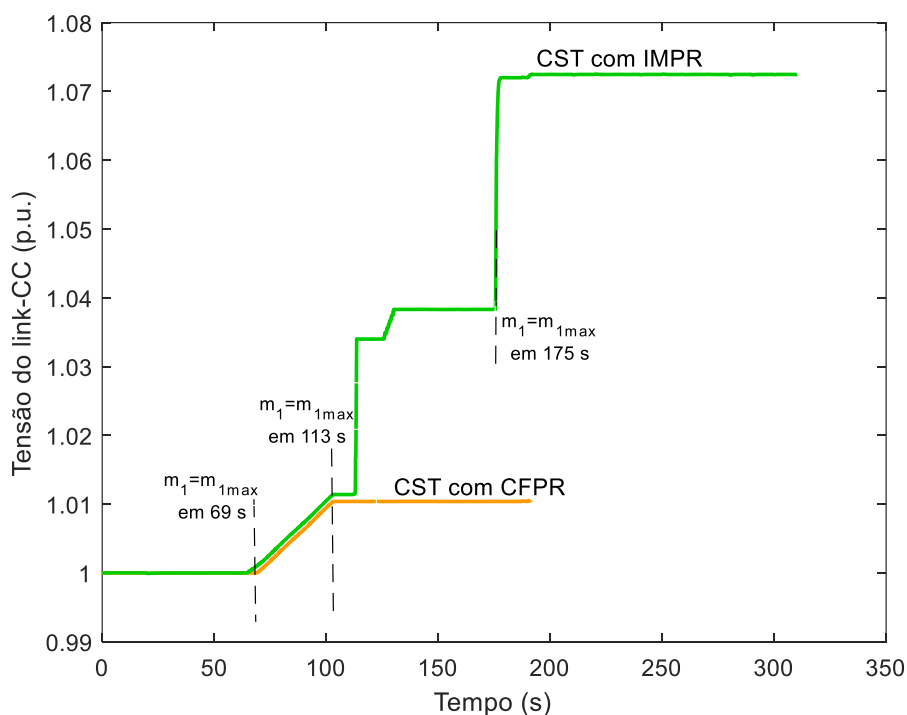
6.4.2.1 Efeito da Estratégia IMPR: Um Exemplo Numérico

Esta subseção apresenta o efeito da estratégia IMPR na estabilidade de tensão de longo-prazo quando comparado com o caso onde somente a estratégia CFPR é usada.

O comportamento no domínio do tempo da tensão do link-CC (V_c), da tensão terminal do DFIG e tensão interna do GSC, da potência reativa do GSC e da tensão da barra piloto podem ser verificados pelas Figuras 6.17, 6.18, 6.19 e 6.20, respectivamente.

Pela Figura 6.17 nota-se que a estratégia CFPR é acionada três vezes quando a estratégia IMPR está em operação, já que a tensão do link-CC apresenta uma elevação em três momentos distintos. Percebe-se que a cada aumento da tensão do link CC ocorre o aumento da potência reativa do GSC mostrado na Figura 6.18.

Figura 6.17 Tensão do link CC



Em 69 s, no primeiro momento, o índice de modulação m_1 atinge seu valor máximo m_{1max} e a estratégia CFPR evita que circule corrente reativa reversa no GSC devido ao aumento da tensão do link-CC de 1.0 p.u. para 1.01 p.u. Observa-se pela Figura 6.18 que a diferença entre a tensão terminal do DFIG e a tensão interna do GSC é eliminada em 69 s. Em 104 s, a corrente I_{d2} atinge seu limite máximo I_{d2max} e a estratégia IMPR gera um sinal que muda Q_{cref} para Q_{cmax} . Entretanto, o aumento da tensão do link-CC em 69 s não foi suficiente

para expandir a capacidade de potência reativa do GSC Q_{cmax} . Nota-se que o GSC não injeta potência reativa na rede elétrica em 104 s, como mostrado na Figura 6.19.

Figura 6.18 Tensão Terminal e Tensão Interna do GSC

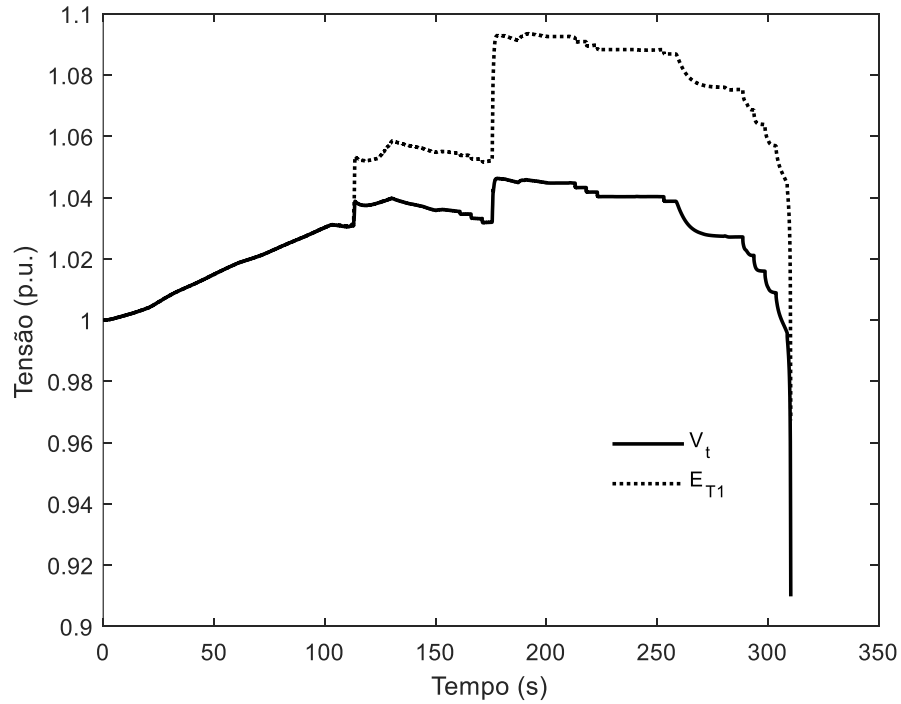


Figura 6.19 Potência Reativa do GSC

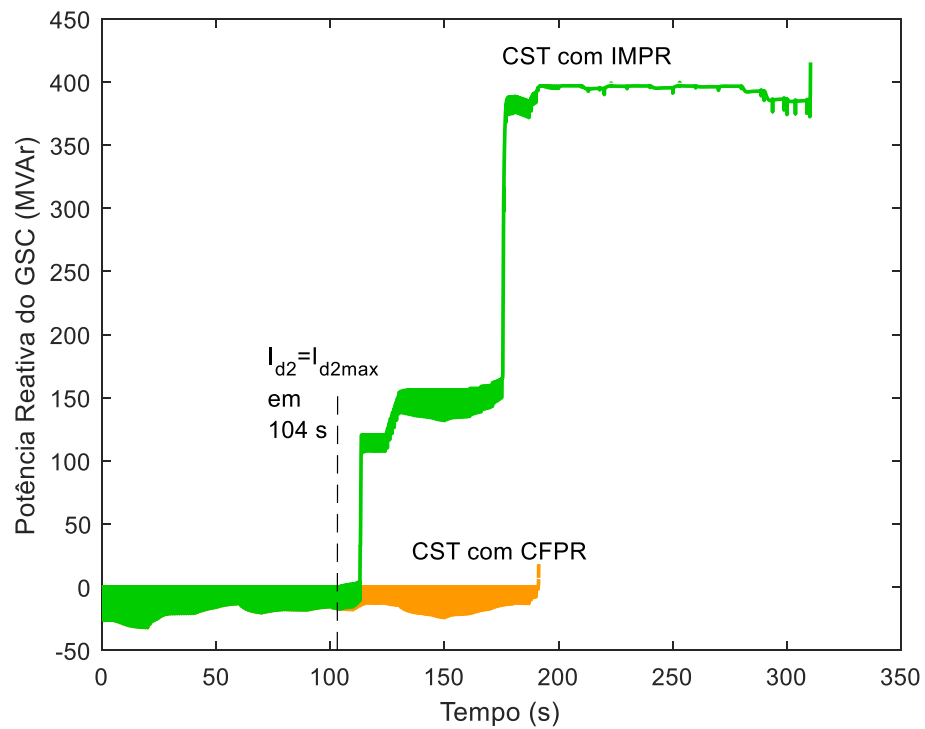
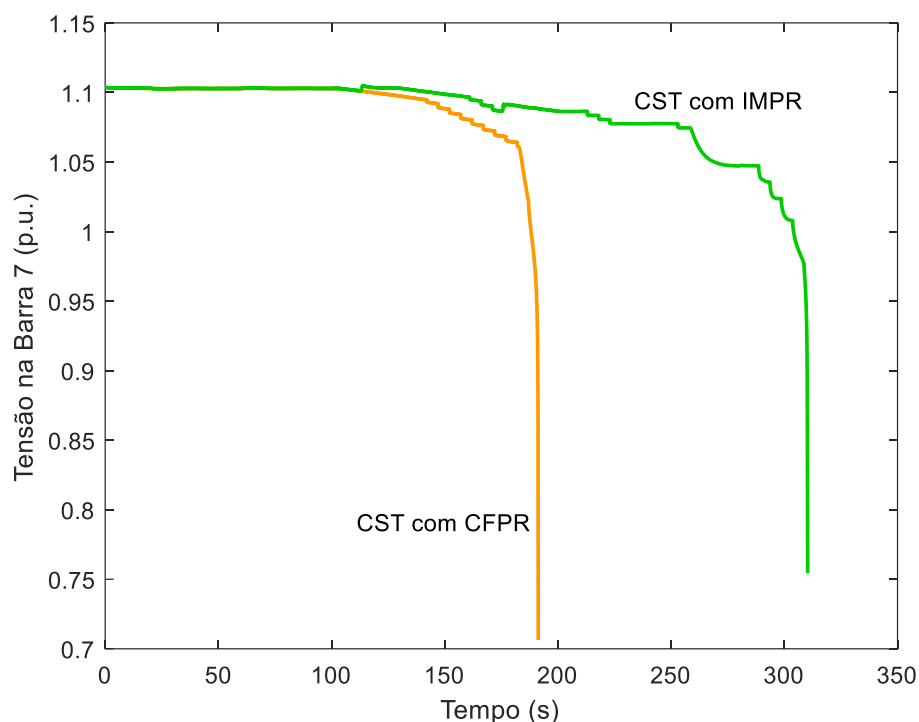


Figura 6.20 Tensão na Barra 7



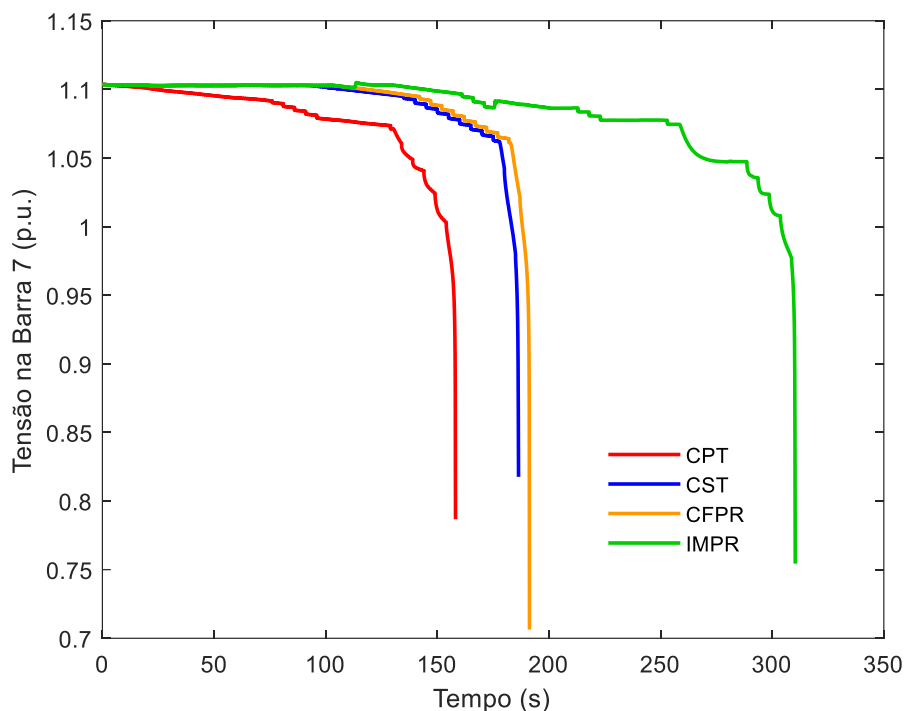
Pela segunda vez, em 113 s, m_1 atinge m_{1max} , e a estratégia CFPR gera um sinal que aumenta a tensão do link-CC para 1.038 p.u.. Nesse momento, percebe-se que E_{T1} se torna maior do que V_t como mostra a Figura 6.18, e neste momento o GSC passa a injetar potência reativa à rede elétrica com a estratégia IMPR em operação.

Em 175 s, m_1 atinge m_{1max} pela terceira vez, e percebe-se que o GSC injeta quantidades significativas de potência reativa à rede quando a estratégia IMPR é utilizada, como pode ser observado na Figura 6.19. Isto ocorre porque a tensão do link-CC aumenta para 1.072 p.u., resultando em um gradiente de tensão significativo entre o GSC e a barra 2, o que permite uma elevada transferência de potência reativa do GSC para a rede. Como consequência, o limite de potência reativa Q_{cmax} aumenta, permitindo que o conversor forneça mais potência reativa à rede. Isto é facilmente compreendido visto que a estratégia IMPR posterga significativamente o colapso de tensão quando comparado à estratégia CFPR como mostra a Figura 6.20, devido à potência reativa injetada pelo GSC.

A Figura 6.21 mostra o comportamento da tensão na barra 7 nos casos 3 e 4 da Seção 6.3, e também sob a operação das estratégias CFPR e IMPR no GSC. Observa-se que o colapso de tensão ocorre um pouco antes de 200 s sob a estratégia CFPR, enquanto que sob o uso da estratégia IMPR o colapso de tensão ocorre cerca de 310 s. Assim, pode-se concluir que a tensão na barra 7 sofre colapso de tensão em todos os casos analisados nesta tese. Entretanto, nota-se que

a estratégia IMPR garante uma melhoria significativa na margem de estabilidade de tensão do sistema de potência já que o colapso de tensão é postergado por um considerável tempo devido ao fornecimento complementar de potência reativa pelo GSC à rede.

Figura 6.21 Tensão na Barra 7



6.5 Análise da Margem de Estabilidade de Tensão: Um Exemplo Numérico

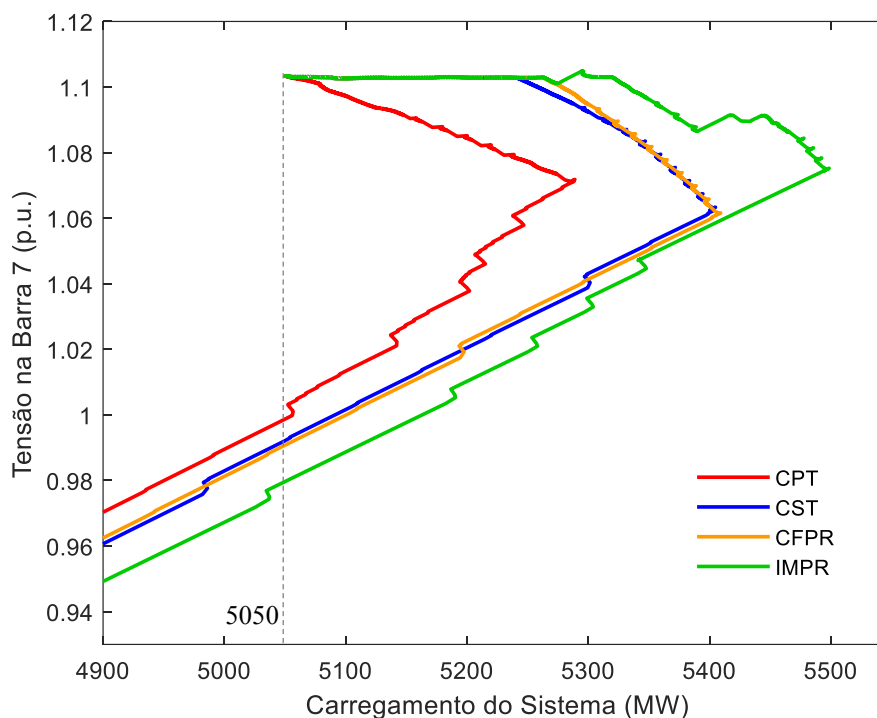
Esta subseção analisa o efeito da estratégia IMPR na margem de estabilidade de tensão quando comparado com os casos onde a estratégia CFPR, o CST básico e CPT são usados. A curva PV da barra 7 da Figura 6.22 mostra a importante contribuição do controle secundário de tensão aplicado ao DFIG juntamente com o controle auxiliar da estratégia IMPR para melhorar a margem de estabilidade de tensão do sistema.

A curva PV indica o ponto máximo de carregamento (ponta do nariz) do sistema elétrico, que representa a demanda máxima que o sistema elétrico pode atingir. A condição inicial de operação é considerada quando a carga do sistema é de 5050 MW. Isto pode ser observado que usando somente o CPT no parque eólico (caso 3 da Seção 6.3), claramente mostra um carregamento menor, consequência da antecipação da ativação do OEL. O carregamento máximo do sistema é de 5290 MW quando somente o CPT é usado.

Por outro lado, quando o esquema básico do CST (caso 4 da seção 6.3) é aplicado ao DFIG, o ponto máximo de carregamento é estendido para 5405 MW, aumentando a margem de

estabilidade de tensão do sistema quando comparado ao CPT. Isto é resultado da postergação na ativação do OEL do G3.

Figura 6.22 Curva PV para todos os casos



No caso em que é aplicada a estratégia CFPR, há um pequeno aumento no carregamento máximo do sistema, que passa a ser de 5410 MW. Este aumento da margem de estabilidade de tensão do sistema se deve à ação da estratégia CFPR em conter o fluxo reverso de potência reativa no GSC, quando comparado ao esquema básico do CST. Por último, quando a estratégia IMPR é utilizada, o carregamento máximo do sistema é significativamente ampliado para 5500 MW. A ação da estratégia IMPR torna o GSC como uma fonte complementar de potência reativa, melhorando a estabilidade de tensão quando comparados aos demais casos.

6.6 Conclusão

Neste capítulo foi fundamental para analisar os efeitos do CST aplicado a um parque eólico composto de aerogeradores DFIG na estabilidade de tensão de longo-prazo. Os resultados das simulações mostraram os benefícios que podem ser obtidos com o CST aplicado ao DFIG na postergação do colapso de tensão do sistema quando comparado com o caso em que apenas o CPT é usado, tanto em condições de vento baixo, quanto de vento alto. O esforço exclusivo de

injeção de potência reativa pelo parque eólico, principalmente para controlar a tensão da barra piloto, pode aumentar a reserva de potência reativa do gerador síncrono, postergando a ativação do OEL. Por outro lado, quando o CST é aplicado ao RSC do DFIG pode impor uma limitação no índice de modulação PWM do GSC, o que leva esse conversor a absorver potência reativa da rede elétrica, e conseqüentemente, o GSC perde a controlabilidade de fornecimento adicional de reativo na rede.

Então, para solucionar este efeito indesejável, foi proposto duas estratégias auxiliares de controle: uma para conter o fluxo inverso de potência reativa (CFPR) no GSC; e outra para o GSC injetar a máxima potência reativa (IMPR).

Capítulo 7 – Conclusão

7.1 Considerações Finais

Esta tese de doutorado apresentou uma investigação a respeito da contribuição do controle secundário de tensão aplicado em um parque eólico baseado em máquinas DFIG à estabilidade de tensão de longo prazo. Os resultados de simulações mostraram os benefícios que podem ser obtidos pela aplicação mencionada acima em termos de aumento da margem de estabilidade de tensão de longo prazo, em relação ao uso apenas do tradicional controle primário de tensão nas respectivas condições de velocidades de vento alta e baixa.

O esforço exclusivo de um parque eólico composto de máquinas DFIG para injeção de potência reativa, visando controlar a tensão da barra piloto do lado do sistema de transmissão, pode aumentar a reserva disponível de potência reativa de geradores síncronos convencionais, retardando por consequência a atuação de seus limitadores de sobrecorrente de excitação. Por outro lado, esta tese mostrou também que a aplicação do controle secundário de tensão sobre o controle primário de tensão do conversor do lado do rotor pode impor uma limitação do índice PWM do conversor do lado da rede. Esta limitação leva o conversor do lado da rede a absorver uma quantidade significativa de potência reativa e a perder capacidade de injeção adicional de potência reativa à rede elétrica.

Duas novas estratégias auxiliares de controle foram propostas nesta tese para eliminar essa limitação imposta pela aplicação do controle secundário de tensão em um parque eólico equipado de máquinas DFIG. Como essa limitação do índice de modulação impede o aumento da tensão interna do conversor do lado da rede, propôs-se uma estratégia auxiliar de controle aplicada sobre a malha de controle de tensão do link CC. Essa estratégia auxiliar tem o papel chave de aumentar a tensão interna do conversor do lado da rede quando o limite do índice PWM do é atingido.

A primeira estratégia auxiliar de controle tem a função de inibir fluxo inverso de potência reativa no conversor do lado da rede. Adicionalmente, a segunda estratégia auxiliar de controle tem a função, com ajuda da primeira estratégia auxiliar de controle, de injetar potência reativa pelo conversor do lado da rede. Os resultados mostraram que a segunda estratégia auxiliar de controle aumentou significativamente a margem de estabilidade de tensão do sistema de potência quando comparada aos outros casos. Entretanto, para que tais vantagens sejam obtidas por meio da aplicação do controle secundário de tensão, investimentos em equipamentos de

medição e canais de comunicação são necessários. Além do mais, a eficácia do controle secundário de tensão pode ser comprometida em condições de altas velocidades do vento quando não há reserva suficiente de potência reativa no parque eólico.

7.2 Trabalhos Futuros

Pelos resultados alcançados e pelas análises realizadas nesta tese, pode-se propor novas pesquisas, tais como:

- a) Investigação da contribuição do CST em parques eólicos compostos por aerogeradores DFIG na estabilidade de tensão de sistemas de potência maiores e reais, como o sistema Nordic;
- b) Análise da repartição de potência reativa realizada pelo CST aplicado entre os geradores do sistema na estabilidade de tensão;
- c) Investigação da contribuição do CST na estabilidade de tensão quando aplicado em outras formas de sistemas de geração de energia a partir de fontes renováveis, como a energia fotovoltaica.

REFERÊNCIAS

ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica. **2018 Boletim Anual de Geração Eólica**. Brasil, 2019.

ACKERMANN, T. **Wind Power in Power Systems**. John Wiley and Sons, 2005.

AKHMATOV, V. **Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power System with Large Amount of Wind Power**, Tese de Doutorado pela DTU, Dinamarca, 2003.

ALMEIDA, L. P. **Análise de Desempenho do Controle Automático de Geração e do Controle Secundário de Tensão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, 2004.

ANAYA-LARA, O. et al. **Wind Generation: Modeling and Control**. New York, NY, USA: Wiley, 2009.

BIANCHI, F. D.; BATTISTA, F. H.; MANTZ, R. J. **Wind Turbine Control Systems**, Springer-Verlag, 2007.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, **ANAREDE: Programa de Análise de Redes, Manual do Usuário**, V10.00.01, Nov. 2013.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, **Programa ANATEM: Análise de Transitórios Eletromecânicos, Manual do Usuário**, V10.04.06, Março, 2012.

CORSI, S. **The Secondary Voltage Regulation in Italy**. IEEE/PES Summer Meeting, EUA, Jul, 2000.

CORSI, S. et al. **Coordination between the Reactive power Scheduling Function and the Hierarchical Voltage Control of the EHV ENEL System**. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, N°2, pp. 686-694, Maio de 1995.

CUTSEM, T. V.; VOURNAS, C. D. **Voltage Stability of Electric Power Systems**, Kluwer Academic Press, 1998.

DOBSON, I.; LU, L. **Voltage Collapse Precipitated by the Immediate Change in Stability When Generator Reactive Power Limits are Encountered**. IEEE Trans. Circuit Syst. I: Fundamental Theory Appl., vol.39, pp.762-766, Sep. 1992

EKANAYAKE, J. B.; HOLDSWORTH, L.; JENKINS, N. **Comparison of 5th Order and 3rd Order Machine Models for Doubly Fed Induction Generator (DFIG) Wind Turbines**. Electric Power System Research, v. 67, no 3, pp. 207-215, 2003.

GWEC, Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2018**. Bélgica, Abr., 2019.

HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. 1 ed., John Wiley and Sons Inc., 1998.

HOLDSWORTH, L. et al. **Comparison of Fixed Speed and Doubly-Fed Induction Wind Turbines During Power System Disturbances**. IEE Proceedings Generation, Transmission & Distribution, v.150, no 3, pp. 343-352, 2003.

HUGHES, F. M. et al. **A Power System Stabilizer for DFIG-Based Wind Generation**, IEEE Transactions on Power Systems, vol.21, no.2, May 2006, pp.763-772.

IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. **Definition and Classification of Power System Stability**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2, May 2004, pp. 1387-1401.

JAUCH, C.; SORENSEN, P.; NORHEIM, I.; RASMUSSEN, C. **Simulation of the impact of wind power on the transient fault behavior of the Nordic power system**. Electric Power Systems Research, February 2007, pp. 135-144.

KAYIKÇI, M.; MILANOVIC, J. V. **Assessing Transient Reponse of DFIG-Based Wind Plants – The Influence of Model Simplifications and Parameters**, IEEE Transactions on Power Systems, vol.22, no.2, May 2008, pp.389-396.

KAYIKÇI, M.; MILANOVIC, J. V. **Reactive Power Control Strategies for DFIG-Based Plants**, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22, no. 2, pp. 389-396, 2007.

KIM, J. et al. **Adaptive Hierarchical Voltage Control of a DFIG-Based Wind Power Plant for a Grid Fault**, IEEE Trans. Smart Grid, vol. 7, pp. 2980-2990, Nov. 2016.

KONOPINSKI, R. J.; VIJAYAN, P.; AJJARAPU, V. **Extended Reactive Capability of DFIG Wind Parks for Enhanced System Performance**, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 3, pp.1346-1355, 2009.

KUNDUR, P. **Power System Stability and Control**. McGraw-Hill, USA, 1994.

LAGONOTTE P. et al. **Structural Analysis of the Electrical System: Application to Secondary Voltage Control in France**. IEEE Transactions on Power Systems; vol. 4, N° 2, maio de 1989.

LEFEBVRE, H. et al. **Secondary coordinated voltage control system: Feedback of EDF**. In Proc. IEEE PES Summer Meeting, Seattle, EUA, jul. 2000.

LONDERO, R. R. **Avaliação do Impacto da Integração de Aerogeradores na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistemas Elétricos de Potência**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Pará, Belém, 2014.

LONDERO, R. R.; AFFONSO, C. M.; VIEIRA, J. P. A. **Long-Term Voltage Stability Analysis of Variable Speed Wind Generators**, IEEE Transactions on Power System, 2015.

LONDERO, R. R.; AFFONSO, C. M.; VIEIRA, J. P. A., **Impactos Causados pela Integração de Aerogeradores SCIG e DFIG na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistemas Elétricos**, XII SEPOPE, 2012.

LONDERO, R. R.; AFFONSO, C. M.; VIEIRA, J. P. A. **Effects of operational limits of DFIG wind turbines on long-term voltage stability studies**, Electric Power System Research, vol.142, pp.134-140, 2016

LONDERO, R. R. et al. **Impacts of Different DFIG Wind Turbine Control Modes on Long-Term Voltage Stability**, IEEE Innovative Smart Grid Technology Conference ISGT, Berlin, 2012.

LUND, T.; SORENSEN, P.; EEK, J. **Reactive Power Capability of a Wind Turbine with Doubly Fed Induction Generator**. Wind Energy, N° 10, pp.379-394, 2007.

MARTINEZ, J. et al. **Design and Analysis of a Slope Voltage Control for a DFIG Wind Power Plant**, IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 27, pp. 11-20, Mar. 2012.

MEEGAHAPOLA, L.; LITTLER, T.; PERERA, S. **Capability curve based enhanced reactive power control strategy for stability enhancement and network voltage management**, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol.52, pp. 96–106, 2013.

MEI, F.; PAL, B. C. **Modal Analysis of Grid-Connected Doubly-Fed Induction Generators**, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.22, no.3, August 2007, pp.728-736.

MORREN, J.; HAAN, S. W. H. **Ridethrough of Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generator during a Voltage Dip**, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.20, no.2, June 2005, pp.435-441.

MOURSI, M.; JOOS, G. **Optimal Tracking Secondary Voltage Control for the DFIG Wind Turbines and Compensator Devices**. Electric Power System Research, vol. 79, pp. 1705-1716, 2009

MOURSI, M.; JOOS, G.; ABBEY, C. **A Secondary Voltage Control Strategy for Transmission Level Interconnection of Wind Generation**. IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 23, pp. 1178-1190, No. 3, May 2008.

NUNES, M. V. A. **Avaliação do Comportamento de Aerogeradores de Velocidade Fixa e Variável Integrados em Redes Elétricas Fracas**. Tese de Doutorado. Florianópolis, SC. 2003.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 3.6 Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 30 de maio 2019.

PAUL, J. P.; LÉOST, J. Y.; TESSERON, J. M. **Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations**. IEEE Trans. Power Syst., vol. 2, pp. 505–511, Maio 1987.

PAVÃO, R. K. **Avaliação de Uma Estratégia de Controle Secundário de Tensão Utilizando Seleção de Barras Piloto e Áreas de Controle Através de Lógica Fuzzy**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul, 2006.

PENA, R.; CLARE, J. C.; ASHER, G. M. **Doubly Fed Induction Generation Using Back-to-back PWM Converters and Its Applications to Variable-Speed Wind-Energy Generation**. IEE Proceedings Electric Power Applications, v. 143, no 3, pp. 231-241, mai, 1996.

POLLER, M.A. **Doubly-Fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms**, in Proc. IEEE PowerTech Conf., Itália, 2003

RAMOS, M. C. L. **Análise do Comportamento de Aerogeradores Frente a Afundamentos Momentâneos de Tensão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica)-Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.

RANGEL, R. D. et al. **Modelagem de Geração Eólica em Programas de Fluxo de Potência e de Análise de Estabilidade Eletromecânica**. XVIII SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Curitiba-PR, Brasil, 2005.

RANGEL, R. D. et al. **Representação de Elos CC “back-to-back” baseados em conversores de tensão, para Estudos de Estabilidade Eletromecânica**, XI SEPOPE Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Belém-PA, Brasil, 2009.

RANGEL, R. D.; GOMES JÚNIOR. S.; FERRAZ, J. C. R. **Modelagem de Aerogeradores Baseados em Máquinas Síncronas de Velocidade Variável em Programas de Análise de Estabilidade Eletromecânica**, X SEPOPE, 2006, Florianópolis-SC, Brasil.

REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. **Renewables 2019 Global Status Report**. França, 2019.

REPORT OF CIGRE TASK FORCE 38.02.23. **Coordinated Voltage Control in Transmission Networks**. First Draft. CIGRE – PARIS.

RIJCKE, S. et al. **Grid Impact of Voltage Control and Reactive Power Support by Wind Turbines Equipped With Direct-Drive Synchronous Machines**, IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol.3, no.4, pp.890-898, 2012.

ROSAS, P. A. C. et al. **Dynamic Influences of Wind Power on The Power System**. Denmark, Forskningscenter Risoe, Risoe-R; No. 1408(EN), February 2003.

SILVA, R. J. G. C. **Impedância de Compensação de Queda de Tensão em Controles Conjuntos de Tensão de Usinas – Uma Forma de Controle Secundário de Tensão Descentralizado**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá. MG, 2007.

SLOOTWEG, J. G. et al. **General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations**. IEEE Transactions on Power Systems. vol.18, no.1, pp.144-151, February 2003.

SLOOTWEG, J. G. **Wind Power Modeling and Impacts on Power System Dynamics**. Tese (Doutorado)-Delft University of Technology, Holanda, 2003.

SLOOTWEG, J. G.; POLINDER, H.; KLING, W. L. **Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations**, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.18, no.4, December 2003, pp.516-524.

TARANTO, G.N. et al. **Benefits of Applying Secondary Voltage Control Schemes to the Brazilian System**. Proceedings of the IEEE/PES Summer Meeting, Seattle, WA, July 2000.

TAPIA, G.; TAPIA, A.; OSTOLAZA, J. X. **Proportional-Integral Regulator-Based Approach to Wind Farm Reactive Power Management for Secondary Voltage Control.** IEEE Trans. Energy Conversion, vol. 22, pp. 488-498, Jun. 2007

TAYLOR, C. W. **Power System Voltage Stability.** McGraw-Hill, 1994.

ULLAH, N. R.; BHATTACHARYA, K.; THIRINGER, T. **Wind Farms as Reactive Power Ancillary Service Providers – Technical and Economic Issues,** IEEE Transactions on Energy Conversion, vol.24, no.3, September 2009, pp.661-672.

VIEIRA, J. P. A. **Otimização de Controladores Utilizando Algoritmos Genéticos para Melhoraria da Capacidade de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão de Aeroogeradores de Indução Duplamente Excitados.** Tese de Doutorado. Belém, PA. 2009.

VIEIRA, J. P. A. et al. **Designing Optimal Controllers for Doubly Fed Induction Generators Using a Genetic Algorithm,** IET Generation, Transmission & Distribution, v.3, n.5, May 2009, pp.472-484.

VITTAL, E.; O'MALLEY, M.; KEANE, A. **A Steady-State Voltage Stability Analysis of Power System with High Penetrations of Wind.** IEEE Transactions on Power System, vol. 25, pp. 433–441, Feb. 2010

VU, H. et al. **An Improved Voltage Control on Large-scale Power System.** IEEE Transactions on Power System, vol. 11, p. 1295-1303, ago. 1996.

WALKER, J. F.; JENKINS, N. **Wind Energy Technology.** John Wiley and Sons, 1997.

ANEXO

Dados do Sistema Elétrico

Linhas de Transmissão e Transformadores (em p.u. na base 100MB):

Linha 5-6	R=0,0	X=0,0040	B=0,0
Linha 6-7	R=0,0015	X=0,0288	B=1,173
Linha 9-10	R=0,0010	X=0,0030	B=0,0
Transformador T1	R=0,0	X=0,0020	t=0,8857
Transformador T2	R=0,0	X=0,0045	t=0,8857
Transformador T3	R=0,0	X=0,0125	t=0,9024
Transformador T4	R=0,0	X=0,0030	t=1,0664
Transformador T5	R=0,0	X=0,0026	t=1,0800
OLTC	R=0,0	X=0,01	t=1,0000

Transformador com Comutador de Tape sob Carga (OLTC):

Tempo de atraso para o primeiro tape	30 segundos
Tempo de atraso para os tapes subsequentes	5 segundos
Banda morta	±1% tensão da barra
Intervalo de tape	±16 tapes
Comprimento do tape	5/8% (0,00625 p.u.)

Banco de Capacitores:

Barra	MVar
7	763
8	600
9	1710

Cargas (semelhante ao nível de carga 3 – load level 3 de Kundur (1994)):

Barra	P (MW)	Q (MVar)
8	3345	1038
11	3460	993

Geração (semelhante ao nível de carga 3 – load level 3 de Kundur (1994)), exceto a tensão das barras geradoras G2 e G3 que são de 1 p.u. para este trabalho):

Barra	P (MW)	V (p.u.)
G1	4152	0,9800
G2	1736	1,0000
G3	1154	1,0000

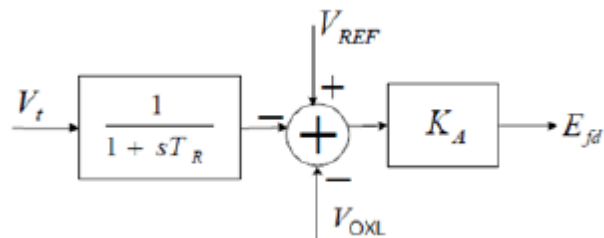
Parâmetros das Máquinas

G1: barra infinita

G3: H=2,33 s e Sb= 1400 MVA

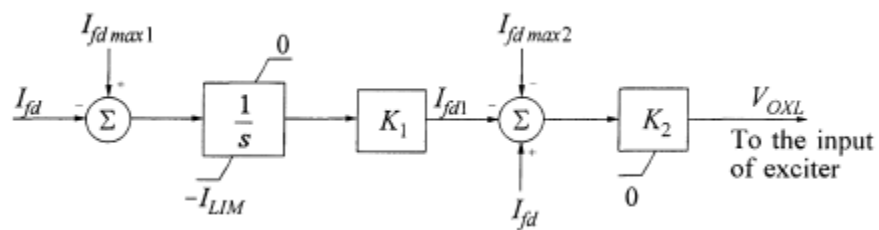
$R_a = 0,0046$	$X_d = 2,07$	$X'_d = 0,28$	$X''_d = 0,215$
$X_q = 1,99$	$X'_q = 0,49$	$X''_q = 0,215$	$X_1 = 0,155$
$T'_{d0} = 4,10$ s	$T'_{q0} = 0,56$ s	$T''_{d0} = 0,033$ s	$T''_{q0} = 0,062$ s

Excitatriz Regulador Automático de Tensão (AVR)



K_A	400
T_R	0,02 s

Limitador de sobre-corrente OEL



Fonte: Kundur (1994)

$I_{fdmax1}(p. u.)$	$I_{fdmax2}(p. u.)$	K_1	K_2	$I_{lim}(p. u.)$
1,407	2,144	0,248	12,6	3,85

Motor de Indução (% base da máquina)

r_s	x_s	x_m	r_r	x_r	Potência	H
1	14,5	330	0,8	14,5	4826 HP	0,6 s

DFIG (% da base da máquina)

r_s	x_s	x_m	r_r	x_r	Potência	H	Pólos	f	S_c
0,85	5,776	505,9	0,712	8,094	850 kW	3,5 s	4	60 Hz	300 kVA

Turbina Eólica

	Diâmetro (m)	Engrenagem	Potência
DFIG	58	74,5	850 kW

Curva de Potência do DFIG

