

Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação Departamento de Sistemas de Energia Elétrica

ANÁLISE DO DESEMPENHO DINÂMICO DE GERADORES EÓLICOS CONECTADOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Autor: Maurício Barbosa de Camargo Salles

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Morelato França

Co-orientador: Dr. Walmir de Freitas Filho

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Comissão Julgadora:

Prof. Dr. André Luiz Morelato França Prof. Dr. José Roberto Cardoso Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva Prof. Dr. Vivaldo Fernando da Costa DSEE/FEEC/UNICAMP PEA/EP/USP DSCE/FEEC/UNICAMP DSCE/FEEC/UNICAMP

Campinas, 14 setembro de 2004.

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

	Salles, Maurício Barbosa de Camargo
Sa34a	Análise do desempenho dinâmico de geradores eólicos conectados em redes de distribuição de energia elétrica / Maurício Barbosa de Camargo Salles Campinas, SP: [s.n.], 2004.
	Orientadores: André Luiz Morelato França, Walmir de Freitas Filho.
	Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.
	 Sistemas de energia elétrica. Energia – Fontes alternativas. Estabilidade. Energia elétrica - Distribuição. Máquinas elétricas de indução. França, André Luiz Morelato. Freitas Filho, Walmir. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. Título.

AGRADECIMENTOS

Para minha futura esposa Ana, por ter me apoiado e agüentado a distância da minha vida por dois anos em Campinas e, mesmo assim, continuar me amando. Ana foi também a minha inspiração. Ela me ensinou a respirar fundo e encarar todos os obstáculos de frente, para que no final deste primeiro passo da carreira acadêmica, um outro maior em nossas vidas pudesse ser tomado. Aos meus pais, Amaury e Veide, por todo amor, apoio moral e financeiro dedicado à minha educação e aos meus estudos. E também pela lição de vida que me deram. À minha tia Myrthes, por toda sua empolgação e energia. Aos meus tios José e Sônia, Clóvis e Maria, Zezé e Tôni, Fernão e Darci, Lincoln e Cida, pelo apoio e entusiasmo. Aos sogros, Fumika e Benedito, por todo auxílio entusiástico dedicado a mim e à academia.

Aos meus orientadores Walmir e André, pelo imensurável apoio, atenção, orientação e paciência empenhados nos últimos dois anos. Aos professores Sato, Sigmar, Ruppert e Luiz Carlos, que contribuíram para minha formação, enriquecendo indiretamente este trabalho. Ao professor Ariovaldo, por nos receber tão bem em sua casa para os churrascos de fim de ano. Ao professor Murari, pela dedicação às aulas de laboratório ministradas para a graduação, as quais tive a oportunidade de fazer parte, graças ao PED (Programa de Estágio Docente). Ao professor Castro, por sua dedicação ao SisPot (Encontro de Pesquisadores em Sistemas de Potência), oferecendo aos pesquisadores da área a oportunidade de se conhecerem melhor e trocarem informações dentro da Unicamp. À dona Edna, por seu carinho às pessoas do DSEE. À Miriam, pelas sobremesas deliciosas e pelo suporte impecável do departamento. Ao professor Shinzato da Universidade Mackenzie pela presença ativa em minha carreira.

Aos colegas e amigos de departamento Asada (que também deixa a rede DSEE 2 impecável e faz churrascos impressionantes), José Carlos, Madson, Irênio, Enrique, Ahda, Alberto, Adriana, Alexandre e Lia, Ana Carolina, Mamede e Marcos, pelos momentos agradáveis divididos nos corredores, laboratórios, churrascos, congressos e outros. Aos meus amigos Kenji, Jim Naturesa, Fabrício e Igor, pelas trocas de idéias valiosíssimas.

Aos meus primos Marcelo, Márcio, Lincoln, Igor, Alessandra, Alessandro e Mariana, Kauê, Geovana, Suyang, Fernanda, Carol, Sandra e Genaro, Glaucos e Rose, pela companhia e apoio dados nestes últimos anos. Aos meus amigos de São Paulo: Kátia e João, Aimeé e Kleber, Fábio e Eva, Renato e Mariana, Ricardo e Ana, Renaud e Elaine, Rodrigo e Maysa, César e Fabiana, Thiago e Juliana, Marcos e Sílvio, família Medeiros, Érica, Maria e Fábio, Queijinho e Andrzej, Renata e Marcelo, Luanda e Stephan, que me agüentaram nos finais de semana e sempre perguntavam: "Salles, o que você está estudando mesmo?".

Aos ouvintes da Rádio Muda, que escutaram meu programa "Psiconautas", transmitido todas às quartas-feiras durante estes dois anos de pesquisa. E à própria Rádio Muda, onde pude me divertir e mostrar o outro lado da música alternativa mundial, tocando coisas esquisitas, mesmo ao ouvir reclamações.

E, finalmente, à Unicamp, à Fapesp e ao Cnpq, que financiaram estes dois anos de estudos e pesquisa.

RESUMO

O objetivo desta dissertação de mestrado é determinar o desempenho dinâmico de diferentes tecnologias empregadas em sistemas de geração eólica conectados em redes de distribuição de energia elétrica durante perturbações na velocidade do vento e contingências elétricas. As tecnologias de geração eólica investigadas são (a) gerador de indução com compensação via banco fixo de capacitores; (b) gerador de indução com compensação via SVC (Static Var Compensator) ou DSTATCOM (Distribution Static Synchronous Compensator); (c) gerador de indução com controle eletrônico da resistência do rotor e (d) gerador de indução com dupla alimentação. O uso conjunto dessas tecnologias com o controle do ângulo de passo das hélices da turbina eólica também é pesquisado. Em relação aos tipos de perturbações eólicas, analisa-se o desempenho desses geradores do ponto de vista eletro-energético durante variações lineares na velocidade do vento e durante rajadas de vento. Ao passo que as perturbações elétricas analisadas são curtos-circuitos trifásicos, com o intuito de verificar a estabilidade de tensão da rede frente a grandes perturbações, e aumento gradual do carregamento do sistema, com o intuito de verificar a estabilidade de tensão da rede frente a pequenas perturbações. Diferentes sinais de entrada para os diversos controladores eletrônicos e mecânicos são investigados. De forma geral, controladores objetivando manter constante potência elétrica gerada, velocidade do rotor, tensão terminal ou uma combinação desses sinais são testados.

ABSTRACT

The objective of this dissertation is to determine the dynamic performance of different wind power generation technologies connected to distribution networks during wind and electrical perturbations. The technologies analyzed are (a) induction generator with capacitor-based compensation, (b) induction generator with SVC (Static Var Compensator) or DSTATCOM (Distribution Static Synchronous Compensator)-based compensation, (c) induction generator with electronically controlled rotor resistance and (d) double-fed induction generator. These technologies combined with blade pitch controllers are tested. The wind perturbations analyzed are linear variation of the wind speed and wind gusts. The electrical perturbations investigated are three-phase short-circuit, in order to determine the network large-disturbance voltage stability, and gradual increase in the system loading, in order to check the network small-disturbance voltage stability. Different input signals to the controllers are studied. Controllers projected to keep constant electrical power, rotor speed, terminal voltage or a combination of these signal are investigated.

SUMÁRIO

1	Intro	Introdução1		
2	Aná	ílise e modelagem do sistema elétrico	6	
	2.1	SimPowerSystems	6	
	2.2	Modelagem dos componentes de rede	8	
	2.2.	1. Transformadores	8	
	2.2.2	2. Gerador elétrico	9	
	2.2.	3. Alimentadores	11	
	2.2.4	4. Cargas	11	
	2.3	Modelo mecânico da turbina eólica	12	
	2.4	Modelo aerodinâmico da turbina eólica	13	
	2.5	Sistema Teste	15	
	2.6	Perturbações na velocidade do vento	16	
	2.7	Perturbações elétricas	17	
3	Ger	ador de indução com compensação via banco de capacitores	18	
	3.1	Controle do ângulo de passo	19	
	3.2	Perturbações na velocidade do vento	22	
	3.3	Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações	24	
	3.4	Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações	27	
	3.5	Conclusões		
4	Ger	ador de indução com compensação dinâmica	32	
	4.1	Dispositivos de compensação dinâmica de potência reativa	32	
	4.1.	1. SVC (Static Var Compensator)	32	
	4.1.	2. DSTATCOM (Distribution Static Synchronous Compensator)		
	4.2	Perturbações na velocidade do vento		
	4.3	Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações		
	4.4	Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações	43	
	4.5	Gerador de indução com compensação dinâmica e controle do ângulo de p	asso 44	
	4.6	Conclusões	49	
5	Ger	ador de indução com resistência do rotor variável	50	
	5.1	Velocidade crítica do rotor	50	

5	5.2	Controle eletrônico da resistência do rotor	53
	5.2.	.1. Perturbações na velocidade do vento	55
	5.2.	.2. Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações	57
	5.2.	.3. Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações	60
	5.2. con	.4. Gerador de indução com controle eletrônico da resistência do rot ntrole de ângulo de passo	or e 61
5	5.3	Controle discreto da resistência do rotor	63
	5.3.	.1. Descrição da Metodologia	64
	5.3.	.2. Perturbações na velocidade do vento	64
	5.3.	.3. Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações	64
	5.3.	.4. Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações	67
	5.3. de â	.5. Gerador de indução com controle discreto da resistência do rotor e con ângulo de passo	trole 68
5	5.4	Conclusões	68
6	Ger	rador de indução com dupla alimentação	70
6	5.1	Controle de gerador de indução com dupla alimentação	70
6	5.2	Perturbações na velocidade do vento	75
6	5.3	Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações	78
6	6.4	Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações	81
6	5.5	Gerador de indução com dupla alimentação e controle de ângulo de passo	81
6	5.6	Conclusões	85
7	Cor	nclusões	87
7	'.1	Sugestões para trabalhos futuros	91
Ref	erênc	cias bibliográficas	92
А	Div	/ulgação da pesquisa	96
В	Dac	dos de simulação	97
E	8.1	Dados da rede elétrica	97
F	3.2	Dados dos controladores	98

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1- Principais tecnologias utilizadas para geração eólica em redes de distribuição. 3
Figura 2.1 – Interconexão entre os modelos lineares e não lineares
Figura 2.2 – Circuito equivalente do modelo do transformador
Figura 2.3 – Curvas analíticas relacionando C_p , $\lambda \in \beta$
Figura 2.4 – Diagrama unifilar do sistema teste16
Figura 2.5 – Tipos de perturbação na velocidade do vento analisados
Figura 3.1 – Influência do ângulo de passo β na relação potência mecânica versus velocidade do vento
Figura 3.2 – Controlador genérico de ângulo de passo
Figura 3.3 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento
Figura 3.4 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante rajadas de vento24
Figura 3.5 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a)
Figura 3.6 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 135 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso b)29
Figura 3.7 – Curvas PVs da barra 5
Figura 4.1 – Diagrama esquemático de um SVC
Figura 4.2 – Controlador de um SVC
Figura 4.3 – Diagrama esquemático de um DSTATCOM
Figura 4.4 – Controle do DSTATCOM atuando como regulador de tensão
Figura 4.5 – Controle do DSTATCOM atuando como regulador do fator de potência36
Figura 4.6 – Diagrama unifilar do sistema teste com dispositivo de compensação dinâmica de potência reativa
Figura 4.7 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento
Figura 4.8 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante rajadas de vento
Figura 4.9 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a)
Figura 4.10 – Potência reativa injetada pelo SVC e o DSTATCOM quando a falta é eliminada em 240 ms

Figura 4.11 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto circuito na barra eliminado em 135 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso b)42
Figura 4.12 – Curvas PVs da barra 5
Figura 4.13 – Curvas PVs da barra 5
Figura 4.14 – Tensão terminal do gerador – falta eliminada em 350 ms
Figura 4.15 – Curvas PVs da barra 5
Figura 5.1 – Conceito de velocidade crítica de gerador de indução
Figura 5.2 – Impacto da resistência do rotor na velocidade crítica do gerador de indução. 53
Figura 5.3 – Gerador de indução com controle eletrônico da resistência do rotor53
Figura 5.4 – Controlador genérico da resistência do rotor
Figura 5.5 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento
Figura 5.6 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante rajadas de vento57
Figura 5.7 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a)
Figura 5.8 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra eliminado em 135 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso b)
Figura 5.9 – Curvas PVs da barra 560
Figura 5.10 – Perturbações na velocidade do vento
Figura 5.11 – Tensão terminal do gerador – falta eliminada em 350 ms
Figura 5.12 – Curvas PVs da barra 5
Figura 5.13 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a)
Figura 5.14 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 135 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso b)
Figura 5.15 – Curvas PVs da barra 5
Figura 6.1 – Gerador de indução com dupla alimentação70
Figura 6.2 – Característica potência mecânica-velocidade do gerador de indução com dupla alimentação72
Figura 6.3 – Controlador do conversor conectado no rotor
Figura 6.4 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento
Figura 6.5 – Variação linear da velocidade do vento77
Figura 6.6 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento

Figura 6.7 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante rajadas de vento
Figura 6.8 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a)
Figura 6.9 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 135 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso b)80
Figura 6.10 – Curvas PVs da barra 5
Figura 6.11 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento
Figura 6.12 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante rajadas de vento
Figura 6.13 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a)
Figura 6.14 – Curvas PVs da barra 5
Figura 7.1 – Análise comparativa do afundamento de tensão usando diferentes tecnologias – falta eliminada em 350 ms
Figura 7.2 – Curvas PVs da barra 5
Figura B.1 – Diagrama unifilar do sistema teste

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Capacidade instalada de geração eólica em diversos países	1
Tabela 3.1 – Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores	.26
Tabela 3.2 – Estado das principais variáveis após a falta (regime permanente)	.27
Tabela 4.1 – Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores	. 39
Tabela 4.2 – Estado das principais variáveis após a falta (regime permanente)	.43
Tabela 4.3 – Estado das principais variáveis antes da falta (regime permanente)	.43
Tabela 4.4 – Tempo crítico de eliminação da falta considerando o caso com compensado dinâmica e controle de ângulo.	ção . 46
Tabela 5.1 – Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores	. 59
Tabela 5.2 – Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores	. 62
Tabela 5.3 – Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores	. 66
Tabela 6.1 – Tempo crítico de eliminação da falta.	. 80
Tabela 7.1 – Análise comparativa entre as tecnologias estudas	.91
Tabela B.1 - Dados dos transformadores	.97
Tabela B.2 - Dados dos alimentadores.	. 98
Tabela B.3 - Dados das cargas	. 98
Tabela B.4 - Dados dos gerador de indução	. 98
Tabela B.5 - Dados do regulador PI para os diferentes sinais empregado pelo controlador ângulo de passo.	: de . 98
Tabela B.6 - Dados do regulador PI do SVC.	. 98
Tabela B.7 - Dados dos reguladores PI do DSTATCOM atuando como um controlador tensão.	de 99
Tabela B.8 - Dados dos reguladores PI do DSTATCOM atuando como um controlador fator de potência.	de 99
Tabela B.9 - Dados do regulador PI e da malha de realimentação do controlador eletrôn da resistência do rotor	ico . 99
Tabela B.10 - Dados dos reguladores PI do gerador de indução com dupla alimentação	. 99

1 INTRODUÇÃO

Recentemente, o interesse na utilização da força do vento para gerar energia elétrica, denominada de forma simplificada como geração eólica, tem crescido consideravelmente em razão de avanços tecnológicos, da necessidade do uso de novas fontes primárias de energia, da maior conscientização sobre conservação ambiental e principalmente devido a incentivos governamentais ([1]-[6]). De fato, entre as diversas formas de geração de energia elétrica baseada em fontes renováveis, geração eólica é a que mais cresce em todo mundo ([2], [3]). Segundo estudo apresentado pelo CIGRÉ ([3]), o potencial instalado de geração eólica na Europa em 1990 somava pouco mais de 400 MW e hoje em dia ultrapassa 25.000 MW. Estudos realizados pela European Commission indicam que até 2010, 2,8% da geração instalada na Europa será de origem eólica, totalizando cerca de 40.000 MW ([5]). Os dez países que mais utilizam geração eólica são listados na Tabela 1.1 ([5]). É importante notar que embora a Alemanha tenha mais que o dobro de capacidade de geração eólica do que a Dinamarca, levando-se em conta a potência total instalada nestes países, a Dinamarca se destaca por ter mais do que 20% de toda sua geração elétrica proveniente da energia eólica ([6]).

País	Potência Instalada (MW)
Alemanha	12.001
Espanha	4.830
Estados Unidos	4.685
Dinamarca	2.889
Índia	1.702
Itália	785
Holanda	688
Reino Unido	552
China	468
Japão	415

Tabela 1.1 – Capacidade instalada de geração eólica em diversos países.

A quantidade de geração eólica instalada no Brasil ainda é muito pequena, segundo a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), este valor é de cerca de 28 MW distribuídos por onze usinas eólicas, sendo que a maioria delas se encontram no nordeste brasileiro ([7]). Porém, com a outorga de 154 empreendimentos pela ANEEL de 1998 a 2004, totalizando 7.653 MW, juntamente com o programa PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes de Energia Alternativas) do Ministério de Minas e Energia – o qual prevê a aquisição pela Eletrobrás da energia equivalente a 3300 MW, divididos entre pequenas centrais hidrelétricas, geração utilizando biomassa e turbinas eólicas, desde que entrem em operação até o fim de 2006 – cresce enormemente a possibilidade de que a capacidade instalada de geração eólica no Brasil aumente nos próximos anos. Diversos desses geradores serão conectados diretamente em redes de distribuição de energia elétrica. Uma unidade de geração eólica moderna tipicamente tem a capacidade para produzir entre 1 e 3 MW de potência ativa, empregando turbina eólica com eixo horizontal ([1]-[3]). Diversas dessas unidades são operadas de forma conjunta constituindo um parque eólico. A capacidade de geração desses parques pode alcançar mais de 100 MW, sobretudo nos parques eólicos instalados em alto mar ([2]). Uma característica desses parques eólicos modernos é a diversidade de tecnologia que pode ser empregada. As principais tecnologias utilizadas de forma comercial para conexão em redes de distribuição são mostradas na Figura 1.1 ([1], [3]). Observa-se que o gerador de indução (GI) é a máquina elétrica utilizada em todas essas configurações. A seguir, apresenta-se uma breve descrição das características de cada tipo de gerador eólico.

- Gerador de indução com compensação via banco de capacitores: neste caso, utiliza-se um gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo e parte da potência reativa consumida pelo gerador é fornecida por um banco fixo de capacitores ([1]-[3], [6]). Esta é a configuração mais simples e barata disponível no mercado. Vários parques eólicos em operação são baseados nesta tecnologia. Tais geradores também são classificados como de velocidade constante. Esta é uma das tecnologias que há mais tempo está sendo utilizada em sistemas de geração eólica conectados em redes de distribuição de energia elétrica.
- Gerador de indução com compensação via SVC ou DSTATCOM: este caso é similar ao anterior. A diferença é que a potência reativa consumida pelo gerador é fornecida dinamicamente por dispositivos baseados em eletrônica de potência. O SVC (*Static Var Compensator*) e o DSTATCOM (*Distribution Static Synchronous Compensator*) são os dispositivos mais comumente empregados neste caso ([1]-[3], [6], [8]-[12]).
- Gerador de indução com controle eletrônico da resistência do rotor: neste caso, emprega-se um gerador de indução com o rotor bobinado e parte dos reativos consumidos pelo gerador é fornecido por um banco fixo de capacitores ([1], [3], [6]). A velocidade do rotor do gerador é controlada através de uma resistência externa, a qual é variada utilizando-se um conversor estático. Desta forma, é possível variar a velocidade de operação do gerador em uma faixa de 10% em relação ao valor nominal. Por conseguinte, estes geradores são classificados como de velocidade parcialmente variável.
- Gerador de indução com dupla alimentação: neste caso, utiliza-se um gerador de indução com o rotor bobinado cujo rotor é alimentado através de dois conversores estáticos ligados *back-to-back* ([1], [3], [6]). Usualmente, a capacidade dos conversores é no máximo 25% da capacidade total do gerador. A velocidade do gerador é controlada variando-se a tensão aplicada no rotor. Por conseguinte, este tipo de gerador eólico é classificado como de velocidade variável.



(a) gerador de indução com compensação via banco de capacitores.

turbina



(b) gerador de indução com compensação via SVC ou DSTATCOM.



(c) gerador de indução com controle eletrônico da resistência do rotor.



(d) gerador de indução com dupla alimentação.

Figura 1.1- Principais tecnologias utilizadas para geração eólica em redes de distribuição.

Além dos controles eletrônicos existentes nessas tecnologias, usualmente, tais geradores também possuem um controle mecânico baseado na variação do ângulo de passo da turbina eólica. A combinação desses controles permite que diferentes estratégias de controle sejam empregadas objetivando manter constante, por exemplo, a potência elétrica ou alguma outra variável de interesse.

Existem outras configurações que podem ser adotadas, como por exemplo, o uso de um gerador de indução cujo estator é conectado na rede elétrica via dois conversores estáticos ligados *back-to-back* ([1], [3], [6]). Similar configuração pode empregar um gerador síncrono com rotor de imã permanente ou com rotor com eletroímã ([1], [3], [6]). Nesses casos, a capacidade dos conversores estáticos deve ser igual a do gerador, visto que toda potência elétrica gerada é transmitida para rede através dos conversores, elevando consideravelmente os custos globais. Portanto, economicamente, no caso de geradores de médio porte, essas configurações podem não ser tão vantajosas. Por conseguinte, tais tecnologias não são investigadas neste trabalho.

Atualmente não estão completamente claras as vantagens e desvantagens de cada tecnologia considerando desempenho energético durante variações na velocidade do vento, comportamento elétrico durante contingências e custos de instalação e de manutenção ([3]).

Com base nesses fatos, é fundamental determinar as principais características inerentes de cada tecnologia e os impactos provocados por esses geradores na operação de sistemas de distribuição de energia elétrica. Portanto, o objetivo principal desta dissertação

de mestrado é investigar o desempenho dinâmico das principais tecnologias de geração eólica de médio porte durante perturbações na velocidade do vento e na rede elétrica. Para isso, diversos modelos computacionais dinâmicos foram desenvolvidos para analisar esses geradores. Tais modelos foram implementados utilizando o SimPowerSystems versão 2.3 para uso com o Matlab/Simuliunk ([13]). Diferentes controladores objetivando manter constante a potência elétrica, a velocidade do rotor, a tensão terminal ou uma combinação dessas variáveis, de forma a melhorar o desempenho desses geradores, foram investigados. As tecnologias analisadas foram aquelas mostradas na Figura 1.1. Os tipos de perturbações no vento foram variações lineares da velocidade do vento e rajadas de vento. Quanto às perturbações elétricas, investigou-se o comportamento dinâmico desses geradores durante curtos-circuitos trifásicos na rede elétrica, devido à possibilidade de instabilidade de tensão de curto prazo na presença de geradores de indução ([6]), e o impacto desses geradores na estabilidade de tensão de longo prazo devido ao aumento do carregamento da rede. A análise de estabilidade de tensão de redes de distribuição frente a pequenas perturbações através de curvas PVs na presenca de geradores eólicos é um dos tópicos originais apresentados neste trabalho. O uso de diferentes sinais de entrada dos controladores também é uma contribuição desta dissertação de mestrado para um melhor entendimento do impacto desses geradores na operação de redes de distribuição.

Esta dissertação de mestrado está organizada como segue:

- No Capítulo 2, apresenta-se a modelagem utilizada para representar os principais componentes do sistema elétrico, juntamente com os detalhes sobre o ambiente computacional utilizado. Descreve-se também o modelo aerodinâmico e mecânico adotado para representar as turbinas eólicas.
- No Capítulo 3, investiga-se a utilização de geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo conectados diretamente em redes de distribuição com compensação via banco de capacitores. O uso do controle de ângulo de passo das hélices da turbina eólica para melhorar a eficiência energética e o desempenho dinâmico desses geradores é também analisado. Diferentes sinais de entrada para o controle de ângulo são pesquisados.
- No Capítulo 4, analisa-se o uso de dispositivos dinâmicos de compensação de potência reativa baseados em eletrônica de potência, tais como o DSTATCOM (*Distribution Static Synchronous Compensator*) e o SVC (*Static Var Compensator*), para melhorar o desempenho dinâmico de geradores eólicos baseados em máquinas de indução com rotor tipo gaiola de esquilo. O emprego simultâneo de dispositivos dinâmicos de compensação de potência reativa e controle do ângulo de passo é também investigado.
- No Capítulo 5, investiga-se o desempenho dinâmico de geradores de indução com rotor bobinado e controle eletrônico da resistência do rotor. Diferentes sinais de controle são testados. O uso simultâneo do controle da resistência do rotor e do ângulo de passo é também analisado.

- No Capítulo 6, analisa-se a performance dinâmica do gerador de indução com rotor bobinado com dupla alimentação durante perturbações na velocidade do vento e na rede elétrica. O emprego de geradores duplo-alimentados com controle do ângulo de passo é também discutido.
- No Capítulo 7, apresentam-se as principais conclusões das análises realizadas neste trabalho e as recomendações sobre a utilização das diferentes configurações estudadas.
- Nos Apêndices, os dados da rede elétrica são fornecidos juntamente com uma lista dos trabalhos científicos elaborados durante o desenvolvimento desta dissertação.

2 ANÁLISE E MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

Neste capítulo, inicialmente, descreve-se a metodologia computacional empregada e o pacote SimPowerSystems. Na seqüência, apresentam-se os modelos computacionais utilizados para representar os principais componentes existentes em redes de distribuição de energia elétrica. Depois, o modelo aerodinâmico e mecânico empregado para representar as turbinas eólicas é analisado. No final do capítulo, a rede teste adotada nos estudos realizados é descrita.

2.1 SimPowerSystems

Todas as simulações apresentadas neste trabalho foram realizadas utilizando o SimPowerSystems em conjunto com modelos desenvolvidos pelo usuário utilizando o ambiente Matlab/Simulink. O SimPowerSystems é uma ferramenta computacional relativamente recente para análise de transitórios em sistemas eletromecânicos ([13]). Tal ferramenta acompanha, na forma de um Blockset, a plataforma computacional Matlab/Simulink. O conjunto de bibliotecas do SimPowerSystems é bastante completo, fornecendo modelos de diversos componentes de rede, por exemplo, elementos RLC concentrados; cargas não-lineares; diversos modelos de máquinas elétricas e controles associados; modelos de linhas de transmissão e cabos concentrados (modelo π -equivalente) e distribuídos (modelo de Bergeron); disjuntores (circuit breakers); componentes de eletrônica de potência e controles associados; etc. Tais componentes podem ser utilizados em conjunto com modelos existentes no Simulink, assim como com modelos desenvolvidos pelo usuário empregando Simulink, Matlab (arquivos .m), linguagem de programação Fortran ou C. Uma importante característica da versão 2.3 do SimPowerSystems, que é empregada neste trabalho, é permitir a realização de estudos tanto de simulação eletromagnética, em que as variáveis da rede são representadas por valores instantâneos, quanto de estabilidade transitória, em que as variáveis da rede são representadas por fasores. Além disso, há um mecanismo de inicialização das variáveis das máquinas elétricas e controles associados usando um fluxo de carga. A estrutura lógica do SimPowerSystems é discutida a seguir de forma simplificada.

Inicialmente, é necessário construir o circuito do sistema utilizando os componentes existentes nas bibliotecas do SimPowerSystems (*powerlib*) e do Simulink, assim como componentes definidos pelo usuário. A partir desse ponto, a simulação é automatizada conforme segue:

- a função *power2sys* divide os blocos que compõem o sistema em blocos pertencentes ao Simulink e blocos pertencentes ao SimPowerSystems. Então os parâmetros da rede são obtidos e a topologia é analisada. Os blocos pertencentes ao SimPowerSystems são divididos em blocos lineares e não-lineares e para cada nó elétrico é dado um número automaticamente.
- após obtenção da topologia da rede, a função *circ2sys* constrói o modelo de variáveis de estado do sistema, como descrito em (2.1), considerando a parte

linear do circuito. Todos os cálculos de regime permanente e inicialização das variáveis são efetuados neste instante, inclusive os dos controladores das máquinas elétricas, através de um fluxo de carga (*Load Flow*).

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u}$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{C}\mathbf{x} + \mathbf{D}\mathbf{u}$$
(2.1)

- se a opção de discretizar o sistema tiver sido escolhida, o modelo de variáveis de estado em (2.1) é discretizado utilizando o método Tustin ([14]).
- então, a simulação é iniciada, interconectando os modelos lineares e nãolineares, existentes ou definidos pelo usuário, conforme representado na Figura 2.1.



Figura 2.1 - Interconexão entre os modelos lineares e não lineares.

Como pode ser observado na Figura 2.1, componentes não-lineares do circuito são modelados através de relações tensão-corrente (v x i). Usualmente, elementos não-lineares são modelados como fontes de correntes não-lineares conectadas em derivação, porém, o uso de fontes de tensão também é possível, como será visto neste trabalho. As saídas do programa são as variáveis elétricas, mecânicas e de controle escolhidas pelo usuário.

Como mencionado, o modelo de variáveis de estado pode ser solucionado empregando tanto abordagens discretas quanto contínuas ([14]). Além disso, na versão 2.3, pode-se solucionar as equações que representam a rede elétrica utilizando o método fasorial, em que as variáveis nodais são representadas por fasores, como é usual em programas de análise de estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica ([15], [16]). Conseqüentemente, as equações de rede tornam-se algébricas, diminuindo drasticamente o tempo de simulação. As equações diferenciais podem ser solucionadas utilizando um dos diversos métodos de integração existentes no Simulink, os quais empregam tanto algoritmos com passo de integração fixo quanto variável. O melhor método de solução (discreto, contínuo ou fasorial), considerando precisão e tempo de processamento, depende

das características do circuito e dos fenômenos a serem analisados. Comentário similar é válido para a adequação do método de integração.

Neste trabalho, o objetivo é determinar a resposta dinâmica dos geradores eólicos e das variáveis elétricas da rede durante variações na velocidade do vento, curtos-circuitos na rede elétrica e variações das cargas do sistema. Portanto, os fenômenos de interesse podem ser considerados transitórios lentos ([15], [16]). Por conseguinte, todas as simulações foram realizadas utilizando o método fasorial de análise. Essa é a metodologia tradicionalmente empregada na análise de estabilidade transitória de sistemas de energia elétrica ([15], [16]). A rotina de integração utilizada foi a *ode23tb*, a qual emprega o método de integração trapezoidal em conjunto com uma fórmula implícita derivada do método Runge-Kutta ([17], [18]). Esse método de integração é indicado no caso de sistemas não-lineares cujas constantes de tempo apresentam grandes diferenças de valores (*stiff systems*) ([17], [18]). Além disso, todos os componentes de rede foram representados por modelos trifásicos, visto essa ser a abordagem usada no SimPowerSystems para modelar máquinas elétricas.

2.2 Modelagem dos componentes de rede

2.2.1. Transformadores

Transformadores trifásicos foram representados pelo modelo T ([13], [19], [20]), conforme apresentado na Figura 2.2, ou seja, as perdas do núcleo são consideradas. Nessa figura, em que se mostra o circuito equivalente por fase, $R_1 e L_1$ representam a resistência e a indutância do primário, $R'_2 e L'_2$ representam resistência e a indutância do secundário, cujos valores são referidos para o primário e $R_m e L_m$ representam a resistência e a indutância de magnetização. Nos estudos apresentados aqui, os efeitos da saturação do núcleo foram desprezados no modelo. Destaca-se que este modelo já está disponível nas bibliotecas do SimPowerSystems.



Figura 2.2 – Circuito equivalente do modelo do transformador.

2.2.2. Gerador elétrico

Os geradores eólicos investigados neste trabalho são baseados em máquinas de indução. Além disso, tanto rotor tipo gaiola de esquilo como bobinado são empregados dependendo da tecnologia adotada. O modelo matemático utilizado para representar ambos tipos de gerador é praticamente o mesmo. A única diferença vem do fato que no caso do gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo, as tensões nos terminais do rotor são fixadas iguais a zero. Por outro lado, no caso de geradores de indução com rotor bobinado, as tensões dos enrolamentos do rotor podem assumir valores diferentes de zero, por exemplo, no caso do gerador com dupla alimentação. Portanto, do ponto de vista de descrição do modelo matemático, a representação descrita a seguir é geral e aplicável para ambos os casos.

A parte elétrica do gerador de indução é representada por um modelo de terceira ordem, enquanto que a parte mecânica é modelada por um sistema de segunda ordem. Todos os parâmetros são referidos para o estator da máquina e todos os valores, tanto do rotor quanto do estator, são transformados para os eixos de referência do rotor dq (d é o eixo direto e q é o eixo em quadratura). A modelagem matemática do gerador de indução adotada neste trabalho não inclui as perdas no ferro e tão pouco os efeitos da saturação. Assim, as equações matemáticas que representam a dinâmica do gerador de indução são ([13], [15], [16], [19], [20]):

Sistema Elétrico

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \omega \lambda_{ds} \tag{2.2}$$

$$V_{ds} = R_s i_{ds} - \omega \lambda_{qs} \tag{2.3}$$

$$V_{0s} = R_s i_{0s} \tag{2.4}$$

$$V'_{qr} = R'_r i'_{qr} + p\lambda'_{qr} + (\omega - \omega_r)\lambda'_{dr}$$
(2.5)

$$V'_{dr} = R'_r i'_{dr} + p\lambda'_{dr} - (\omega - \omega_r)\lambda'_{qr}$$
(2.6)

$$V_{0r}' = R_r' i_{0r}' + p \lambda_{0r}'$$
(2.7)

$$T_e = 1,5P\left(\lambda_{ds}i_{qs} - \lambda_{qs}i_{ds}\right) \tag{2.8}$$

sendo:

$$\lambda_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} \tag{2.9}$$

$$\lambda_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{dr} \tag{2.10}$$

$$\lambda_{0s} = L_{ls} i_{0s} \tag{2.11}$$

$$\lambda'_{qr} = L'_r i'_{qr} + L_m i_{qs} \tag{2.12}$$

$$\lambda'_{dr} = L'_r i'_{dr} + L_m i_{ds} \tag{2.13}$$

$$\lambda_{0r}' = L_{lr}' i_{0r}' \tag{2.14}$$

$$p = \frac{d}{dt} \tag{2.15}$$

$$L_s = L_{ls} + L_m \tag{2.16}$$

$$L'_{r} = L'_{lr} + L_{m} \tag{2.17}$$

• Sistema Mecânico

$$p\omega_r = \frac{1}{2H} \left(T_e - T_m \right) \tag{2.18}$$

$$p\theta_r = \omega_r \tag{2.19}$$

Os parâmetros e variáveis da máquina assíncrona são definidos abaixo:

R_s	=	resistência do estator (pu).
R' _r	=	resistência do rotor referida para o estator (pu).
L_s	=	$L_{ls} + L_m =$ indutância do estator (pu).
L'r	=	$L_{lr} + L_m$ = indutância do rotor referida para o estator (pu).
L _{ls}	=	indutância de dispersão do estator (pu).
L'ır	=	indutância de dispersão do rotor referida para o estator (pu).
L_m	=	indutância magnetização (pu).
Н	=	constante de inércia (segundo).
V _{ds} , i _{ds}	=	tensão e corrente do estator de eixo direto d (pu).
V _{qs} , i _{qs}	=	tensão e corrente do estator de eixo em quadratura q (pu).
V_{0s} , i_{0s}	=	tensão e corrente do estator de eixo θ (pu).
V' _{dr} , i' _{dr}	=	tensão e corrente do rotor de eixo direto d (pu).
V'qr, i'qr	=	tensão e corrente do rotor de eixo em quadratura q (pu).
V' _{0r} , i' _{0r}	=	tensão e corrente do rotor de eixo θ (pu).

λ_{qs} , λ_{ds} , λ_{0s}	=	fluxos magnéticos do estator de eixo em quadratura q , eixo direto d e eixo θ (pu).
$\lambda'_{qr}, \lambda'_{dr}, \lambda'_{0r}$. =	fluxos magnéticos do rotor de eixo em quadratura q , eixo direto d e eixo θ (pu).
Wr	=	velocidade angular do rotor (pu).
θ_r	=	posição elétrica angular do rotor (rad. elétricos)
T_e	=	torque eletromagnético (pu)
T_m	=	torque mecânico (pu)

Ressalta-se que o modelo de máquina de indução apresentado acima já é disponível nas bibliotecas do SimPowerSystems. Tal modelo pode ser utilizado para representar tanto motores como geradores de indução. O que determina a forma de operação da máquina é o sinal do torque mecânico, o qual deve ser negativo para representação de gerador.

2.2.3. Alimentadores

Os alimentadores foram representados por impedâncias *RL* em série, visto que tais alimentadores são de distribuição e podem ser considerados como linhas curtas, por conseguinte, o efeito capacitivo em derivação é desprezível.

2.2.4. Cargas

As cargas do sistema foram representadas por modelos estáticos dependentes da tensão conforme segue ([15], [21]):

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_p} \tag{2.20}$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{n_q}$$
(2.21)

sendo:

P = potência ativa consumida pela carga (pu).

 P_0 = potência ativa nominal da carga (pu).

Q = potência reativa consumida pela carga (pu).

 Q_0 = potência reativa nominal da carga (pu).

V =tensão nodal na carga (pu).

 V_0 = tensão nominal da carga (pu).

- n_p = expoente que indica o comportamento do componente de potência ativa da carga em relação à variação da tensão nodal.
- n_q = expoente que indica o comportamento do componente de potência reativa da carga em relação à variação da tensão nodal.

Nos estudos apresentados neste trabalho, os componentes de potência ativa das cargas foram considerandos como tendo característica de corrente constante ($n_p = 1$), ao passo que os componentes de potência reativa foram considerandos como tendo característica de impedância constante ($n_p = 2$), como recomendado em [21]. Destaca-se que este modelo de carga dependente da tensão é parte das bibliotecas disponíveis do SimPowerSystems.

2.3 Modelo mecânico da turbina eólica

Uma turbina eólica é composta por vários elementos mecânicos acoplados. Os principais elementos mecânicos são as hélices, o eixo mecânico de baixa velocidade, a caixa de engrenagem que acopla o eixo mecânico de baixa velocidade da turbina ao eixo mecânico de alta velocidade do rotor do gerador, a torre e o cubo do rotor (elemento no qual as hélices são fixadas). O acoplamento aero-elástico entre os elementos rotacionais pode ser representado detalhadamente utilizando o código aero-elástico (*aeroelastic code* – AEC) ([6], [22]). Essa representação é bastante complexa e permite calcular possíveis oscilações torcionais entre diferentes partes da turbina. Esse modelo é útil nos estudos de fadiga mecânica, por exemplo. Porém, no caso de estudos de estabilidade de tensão e energético frente a variações na velocidade do vento, essa representação não é necessária e, por conseguinte, as partes girantes da turbina podem ser representadas como um elemento único, *i.e.* uma massa girante agregada ([6]).

A turbulência que ocorre no instante da passagem das hélices pela torre pode levar ao surgimento de um componente de torque mecânico periódico. Esse fenômeno pode ser representado acrescentando um valor periódico ao torque mecânico fornecido pela turbina ao gerador de indução. Todavia, esse fenômeno não é importante nos estudos energéticos e de estabilidade de tensão ([6]). Alem disso, como para cada turbina do parque o instante em que as hélices passam pela torre é diferente, esse fenômeno é bastante minimizado. Essa modelagem é necessária, por exemplo, em estudos sobre *flickers* provocados por geradores eólicos.

Portanto, em estudos energéticos e de estabilidade de tensão frente a perturbações na velocidade do vento e na rede elétrica, a turbina eólica pode ser representada por uma massa única girante. As equações de movimento de Newton podem ser empregadas para representar o comportamento dinâmico dessas turbinas desde que a constante de inércia da turbina e a constante de amortecimento sejam conhecidas.

O acoplamento mecânico entre a turbina eólica e o gerador de indução pode ser representado por um sistema com duas massas, uma representando a turbina eólica e outra o gerador elétrico ([6]). Essa modelagem pode ser empregada para estudar oscilações torcionais entre o eixo de alta velocidade do gerador elétrico e o eixo de baixa velocidade

da turbina. Por outro lado, em [23], apresenta-se um estudo comparativo mostrando que o tempo crítico de eliminação de falta, *i.e.* o máximo tempo em que uma falta deve ser eliminada de forma que o gerador apresente um comportamento estável, obtido com um modelo de cinco massas e um modelo de duas massas é praticamente o mesmo.

Esse modelo de duas massas pode ser ainda mais simplificado dependendo da rigidez mecânica do acoplamento entre a turbina e o gerador. Nesse caso, a constante de inércia da turbina eólica é somada à constante de inércia do gerador. Em [6], sugere-se utilizar o valor do fator de rigidez de acoplamento dos eixos K_s para decidir se é necessário empregar um modelo de duas massas ou se o sistema gerador-turbina pode ser considerando como um massa agregada em estudos de estabilidade transitória. Esse fator é calculado utilizando-se a seguinte expressão ([6]):

$$K_{s} = \frac{8\pi^{2} f_{T}^{2}}{\omega_{0}} \frac{H_{T} H_{G}}{H_{T} + H_{G}}$$
(2.22)

sendo:

 K_S = coeficiente de rigidez de acoplamento de eixos (pu/rad. elétricos).

 f_T = freqüência natural de oscilação (Hz).

 H_M = constante de inércia da turbina eólica (segundo).

 H_G = constante de inércia do gerador de indução (segundo).

O valor limite adotado em [6] para determinar se o modelo de duas massas é necessário em estudos de estabilidade de tensão é $K_S = 0,30$ pu/rad. elétrico. Se K_S é menor que 0,30 pu/rad. elétrico é necessário empregar o modelo de duas massas, por outro lado, se K_S é maior que 0,30 pu/rad. elétrico, pode-se empregar o modelo de uma massa com grande precisão.

Um valor típico da freqüência natural de oscilação de turbinas eólicas com capacidade de até 1 MW é 1,7 Hz ([6], [24]). As constantes de inércia da turbina eólica e do gerador de indução analisados neste trabalho são 1,5 e 1,0 segundo, respectivamente, e a capacidade da turbina é 1 MW. Considerando um sistema de 60 Hz, o valor de K_S desse gerador eólico é 0,3632. Portanto, neste trabalho, optou-se por empregar o modelo agregado de uma massa em que a constante de inércia da turbina eólica é diretamente somada à constante de inércia do gerador na equação (2.18). Nesse caso, a velocidade angular do rotor do gerador é igual a velocidade angular da turbina eólica.

2.4 Modelo aerodinâmico da turbina eólica

De forma simplificada, o modelo aerodinâmico permite calcular o valor do torque mecânico aplicado ao rotor do gerador elétrico para uma dada configuração da turbina eólica e da velocidade do vento. O modelo aerodinâmico independe do tipo de máquina elétrica escolhida ou do tipo de controle utilizado. Assim, ele é empregado em todos os modelos de geradores eólicos desenvolvidos neste trabalho. Considerando o modelo

mecânico empregado neste trabalho para representar a turbina eólica, o torque mecânico que pode ser extraído do vento é dado por ([1]-[4], [25], [26]):

$$T_m = \frac{1}{2} A \rho V^2 C_P(\lambda, \beta)$$
(2.23)

sendo:

A =área varrida pelas hélices da turbina (m²).

 T_m = torque mecânico (N.m).

 ρ = densidade do ar (Kg/m³).

V = velocidade do vento (m/s).

 C_P = coefficiente de performance.

 λ = relação linear de velocidade ($\omega_m.R/V$).

- ω_m = velocidade angular da turbina (rad/s).
- β = ângulo de passo das hélices da turbina (grau).

A densidade do ar é aproximadamente 800 vezes menor do que a da água (utilizada nas turbinas de hidroelétricas), motivo pelo qual as turbinas eólicas são fisicamente grandes. O rotor de uma turbina eólica com 1,5 MW de potência nominal pode chegar a medir 60 m de diâmetro enquanto que o rotor da turbina de uma das máquinas de Itaipu mede 8,6 m de diâmetro com capacidade de 715 MVA.

Para simular uma turbina eólica utilizou-se a equação de torque mecânico (2.23), sendo o valor aplicado diretamente (com valor negativo, por ser um gerador) ao modelo de gerador de indução existente no SimPowerSystems.

O coeficiente de performance (C_p) indica a eficiência com que a turbina eólica transforma a energia contida nos ventos em energia elétrica, sendo que, segundo o limite de *Betz*, o valor máximo permissível é aproximadamente 0,59 ([4], [6]). O coeficiente de performance depende do ângulo de passo da hélice β e da relação linear de velocidade λ . Usualmente, um conjunto de curvas relacionando C_p , $\lambda \in \beta$ é obtido experimentalmente e fornecido pelo fabricante da turbina eólica. Neste trabalho, tais curvas são calculadas analiticamente utilizando a seguinte equação matemática ([27], [28]):

$$C_{p} = (0,44 - 0,0167 \cdot \beta) \cdot \sin\left[\frac{\pi.(\lambda - 3)}{15 - 0,3.\beta}\right] - 0,00184.(\lambda - 3).\beta$$
(2.24)

Verifica-se que variando o ângulo de passo β é possível modificar o coeficiente de performance de uma determinada turbina e conseqüentemente a potência elétrica gerada. Curvas típicas da turbina utilizada neste trabalho são mostradas na Figura 2.3. A grande maioria das turbinas eólicas modernas possui algum tipo de controle do ângulo de passo.

Mais informações sobre esse tipo de controle mecânico será apresentado no próximo capítulo.



Figura 2.3 – Curvas analíticas relacionando C_p , $\lambda \in \beta$.

O SimpowerSystems não possui uma biblioteca específica para análise de geração eólica. Portanto, o modelo aerodinâmico apresentado nesta seção foi desenvolvido pelo usuário utilizando componentes do Simulink.

2.5 Sistema Teste

O diagrama unifilar da rede elétrica empregada neste trabalho é apresentado na Figura 2.4. Essa rede é derivada do sistema apresentado em [2], o qual tem sido utilizado em diversos trabalhos sobre geração distribuída. A rede analisada consiste em um sistema de subtransmissão de 132 kV e nível de curto-circuito de 1500 MVA, representado por um equivalente de Thévenin, o qual alimenta um sistema de distribuição de 33 kV através de dois transformadores de 132/33 kV conectados em Δ /Yg. Há um parque eólico com capacidade total de 30 MW conectado na barra 6. Tal parque eólico é composto por 30 geradores de indução com capacidade nominal de 1 MW cada. Além disso, cada gerador é conectado na rede de distribuição via um transformador de 33/0,69 kV; ligado em Δ /Yg e possui um banco trifásico de capacitores com capacidade de 0,333 MVAr ligado em Yg nos seus terminais.



Figura 2.4 – Diagrama unifilar do sistema teste.

Nas simulações, considerou-se que a incidência do vento em todas as turbinas é igual, *i.e.* o valor do torque mecânico fornecido para cada gerador é o mesmo. As características construtivas das turbinas, dos geradores e dos transformadores foram consideradas idênticas. Isso permite que o parque eólico seja representado por um gerador equivalente como descrito em [2] e [6] sem perda de precisão.

2.6 Perturbações na velocidade do vento

Neste trabalho duas formas bastante comuns de perturbações na velocidade do vento são analisadas. No primeiro caso, a velocidade do vento aumenta e diminui linearmente, em instantes definidos, considerando uma determinada taxa de variação. Esse tipo de perturbação é empregada para determinar o desempenho energético do gerador eólico. É desejável que esses geradores operem no ponto nominal para diferentes valores de velocidade de vento. O comportamento no domínio do tempo dessa classe de perturbação simulada aqui é mostrado na Figura 2.5(a). Inicialmente, a velocidade do vento é 16 m/s, no instante de simulação t = 5 segundos, a velocidade do vento começa a diminuir com uma taxa de 2,5 m/s² até atingir o valor de 12 m/s em t = 6,6 segundos. Em t = 15 segundos, a velocidade do vento comeca a aumentar com uma taxa de 2,5 m/s² até atingir o valor de 19 m/s no instante t = 17.8 segundos. No segundo caso, uma perturbação mais crítica para o sistema elétrico-mecânico é considerada, que são as rajadas de vento. Neste caso, variações crescentes e decrescentes da velocidade do vento ocorrem de forma aleatória com uma taxa de variação relativamente alta. O comportamento dinâmico das rajadas de vento simuladas neste trabalho é apresentado na Figura 2.5(b). Inicialmente, a velocidade do vento é 16 m/s, no instante t = 1 segundo, variações randômicas na velocidade do vento são iniciadas. Em t = 9 segundos, a velocidade do vento retorna para 16 m/s. A taxa de variação máxima da velocidade do vento adotada é de 5 m/s^2 e os valores máximo e mínimo de velocidade do vento são 18 m/s e 13 m/s, respectivamente. Destaca-se que, computacionalmente, as perturbações na velocidade do vento foram desenvolvidas pelo usuário utilizando componentes do Simulink.



Figura 2.5 – Tipos de perturbação na velocidade do vento analisados.

2.7 Perturbações elétricas

Como mencionado, neste trabalho, grandes e pequenas perturbações elétricas são analisadas. A seguir tais perturbações são descritas.

- Grandes perturbações: para investigar a estabilidade de tensão do gerador eólico frente a grandes perturbações, um curto-circuito trifásico-terra é aplicado na barra 4 da rede teste o qual é eliminado com a desconexão do ramo 2-4. Neste caso, a resposta no domínio do tempo das principais variáveis do sistema é analisada. Além disso, considerou-se que o parque eólico estava injetando potência nominal na rede, ou seja, 30 MW.
- Pequenas perturbações: o outro tipo de perturbação analisada é o aumento gradual do carregamento do sistema, objetivando-se determinar o impacto do gerador eólico na estabilidade de tensão do sistema frente a pequenas perturbações. Nesse caso, a investigação é realizada analisando-se as curvas PVs do sistema ([2]). Usualmente, geradores eólicos não são redespacháveis. Assim, as curvas PVs do sistema foram obtidas variando-se as cargas ativas e reativas da rede mas mantendo o gerador operando em sua capacidade nominal. Destaca-se também que as curvas PVs foram obtidas utilizando-se simulação dinâmica. Neste caso, a cada 50 segundos de simulação, um aumento gradual das cargas ativas e reativas do sistema foi aplicado. O valor das variáveis do sistema no passo de integração imediatamente anterior à perturbação foi armazenado e depois as curvas PVs foram traçadas. O intervalo de tempo adotado para aplicar os sucessivos aumentos de carga (50 segundos), mostrou-se mais do que suficiente para o sistema convergir para um ponto de operação em regime permanente.

3 GERADOR DE INDUÇÃO COM COMPENSAÇÃO VIA BANCO DE CAPACITORES

Neste capítulo será analisado o uso de geradores eólicos compostos por uma máquina de indução conectada diretamente na rede elétrica com compensação via banco trifásico de capacitores ([1]-[3]). Essa é a configuração mais simples e barata disponível no mercado, sendo que vários parques eólicos em operação são baseados nessa tecnologia. Tais geradores são classificados como de velocidade fixa. Esta é uma das tecnologias que há mais tempo está sendo utilizada em sistemas de geração eólica conectados em redes de distribuição de energia elétrica.

As turbinas eólicas de velocidade fixa são projetadas para produzirem potência nominal em um determinado valor de velocidade do vento, usualmente entre 10 e 16 m/s, pois ventos com velocidade acima dessa faixa de valores são menos freqüentes e, por conseguinte, projetar turbinas que maximizassem a produção de energia para velocidades elevadas do vento tornaria o investimento oneroso. Portanto, em caso de ventos com velocidades superiores à projetada para potência nominal, deve-se empregar algum mecanismo que possibilite dissipar o excesso de potência convertida a partir da força do vento para não danificar o conjunto turbina-gerador. Assim, algum tipo de controle de potência elétrica/mecânica tem que ser adotado. Os principais controles de potência em uso com geradores eólicos de velocidade fixa são descritos a seguir ([1], [4], [6], [29], [31]).

- Controle Estol (Stall Control): neste caso, o ângulo de passo é constante, *i.e.* as • hélices são firmemente fixadas no cubo da turbina sem nenhuma possibilidade de rotação em torno de seu eixo longitudinal. Porém, a aerodinâmica das hélices é projetada de forma que para velocidades de vento superiores ao valor nominal, o escoamento do ar em torno do perfil da hélice do rotor descola da superfície desta (estol), reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto ([31]). Isso diminui o valor da potência mecânica retirada da força do vento. Evita-se assim partes móveis no rotor da turbina por ser um controle passivo, simplificando o projeto mecânico e diminuindo a necessidade de manutenção. Portanto, essa é a solução mais barata e mais simples, porém menos eficiente do ponto de vista energético. Esse tipo de controle foi adotado pelos principais fabricantes de turbinas eólicas por muito tempo. Contudo, com o aumento da capacidade das turbinas e dos parques eólicos, controles ativos que permitem uma maior controlabilidade da potência gerada estão sendo adotados.
- Controle de Passo (*Pitch Control*): neste caso, para limitar a potência gerada em velocidades do vento acima da nominal, as hélices da turbina, ou parte delas, são giradas em torno de seu eixo longitudinal, *i.e.* o ângulo de passo é variado, de forma a diminuir o ângulo de ataque e, por conseguinte, reduzir a potência extraída do vento ([31]). Nesse caso, o ângulo de passo, como definido neste trabalho, assume valores positivos.

• Controle Estol Ativo (Active Stall Control): este é um conceito mais recente que combina o controle estol e de passo. Para limitar a potência gerada em velocidades do vento acima da nominal, as hélices da turbina, ou parte delas, são giradas em torno de seu eixo longitudinal, porém no sentido contrário ao caso com controle de passo. O ângulo de passo é variado de forma a provocar a ocorrência do fenômeno estol, ou seja, embora o ângulo de ataque aumente, a potência extraída do vento diminui devido ao projeto aerodinâmico que leva a uma redução da força de sustentação e aumento da força de arrasto. Nesse caso, o ângulo de passo, como definido neste trabalho, assume valores negativos.

Nos caso com controle ativo, neste trabalho, optou-se por empregar a técnica do controle de passo, visto que os dados aerodinâmicos empregados são de uma turbina eólica com controle de passo. Além disso a equação analítica utilizada para obter as curvas relacionando C_p , $\lambda \in \beta$ adotada neste trabalho (equação (2.24)) é mais apropriada para representar turbinas com essa forma de controle ([27], [28]). Uma equação analítica relacionando C_p , $\lambda \in \beta$ para análise de turbinas com controle estol ativo é proposta em [32]. Destaca-se, porém, que resultados similares são obtidos para este caso, pois conceitualmente ambos os controles levam a uma diminuição ou aumento da potência mecânica extraída do vento em função da variação do ângulo de passo. A influência do ângulo de passo na relação potência mecânica versus velocidade do vento da turbina eólica analisada neste trabalho é mostrada na Figura 3.1.



Figura 3.1 – Influência do ângulo de passo β na relação potência mecânica versus velocidade do vento.

3.1 Controle do ângulo de passo

O diagrama esquemático empregado para representar um controlador genérico de ângulo de passo é mostrado na Figura 3.2. Um sinal de entrada é comparado com um sinal de referência. O erro dessa comparação é processado por um controlador PI, o qual fornece o ângulo de passo de referência $\beta_{ref.}$ Para reproduzir as limitações mecânicas do sistema de controle de ângulo, no modelo computacional, implementado pelo usuário usando componentes do Simulink, é necessário incluir os seguintes elementos ([6], [30]):

- um atraso referente à constante de tempo do servo-motor (T_{servo}) que gira as hélices usando um sistema hidráulico, sendo que o valor adotado para essa constante de tempo foi 250 ms ([6], [30]).
- um limitador representando a máxima taxa de variação permissível do ângulo de passo (*dβ/dt_{max/min}*), sendo que esse limite foi adotado igual a ±5 graus/s ([6], [30]).
- o valor máximo e mínimo que o ângulo de passo pode assumir ($\beta_{max/min}$). Levando-se em conta as características construtivas da turbina eólica analisada neste trabalho, o ângulo de passo foi limitado entre 0 e 15 graus, garantindo que o valor máximo do coeficiente de potência seja menor que 0,59, de forma a respeitar o limite de Betz ([4], [6]).



Figura 3.2 – Controlador genérico de ângulo de passo.

Neste trabalho, diferentes sinais de entrada para o controlador de ângulo foram testados. As justificativas para o emprego desses sinais são fornecidas a seguir.

- Potência elétrica (*P_e*): este é um dos sinais empregados há mais tempo em controladores de ângulo de passo de geradores eólicos ([6], [30]). O objetivo principal do uso do controle de passo é limitar a potência extraída do vento em seu valor nominal e melhorar a eficiência energética do sistema fazendo com que potência nominal seja gerada para uma ampla faixa de velocidade do vento. Por conseguinte, o uso do valor da potência elétrica é o sinal mais intuitivo a ser empregado. Porém, como será visto nas próximas seções, embora tal sinal seja adequado para melhorar o desempenho energético de geradores eólicos, ele tem um impacto negativo na estabilidade de tensão do sistema. Assim, outros sinais foram investigados.
- velocidade angular do rotor (ω_r) : para um determinado ponto de operação em regime permanente, um valor de velocidade do rotor pode ser determinado de

forma a maximizar a potência elétrica gerada. Além disso, como será visto nas próximas seções, durante grandes perturbações, o gerador de indução tende a acelerar, levando a um maior consumo de potência reativa. Em uma situação limite, esse aumento do consumo de potência reativa pode levar o sistema a um colapso de tensão caso o gerador não seja rapidamente desconectado. Assim, a velocidade do rotor é um sinal que permite melhorar a eficiência energética em regime permanente e permite melhorar o desempenho dinâmico do gerador durante perturbações na rede elétrica.

• composição entre tensão terminal (V_T) e a potência elétrica (P_e): os objetivos dos controladores de passo investigados neste trabalho são melhorar os desempenhos energético e de estabilidade de tensão dos geradores eólicos simultaneamente. O uso somente do valor da tensão terminal não permite maximizar a geração de energia elétrica, por outro lado, o uso somente do valor da potência elétrica não possibilita melhorar a margem de estabilidade de tensão do sistema. Assim, uma alternativa é empregar um sinal composto que forneça diretamente informações sobre esses objetivos. O sinal de referência utilizado é:

$$X_{ref} = \frac{P_e}{V_T^{*2}}$$
(3.1)

No sinal acima, o comportamento da tensão terminal só deve influenciar o valor de referência nos casos em que há indícios de problemas relacionados com estabilidade de tensão. Assim, a seguinte lógica é empregada para calcular o valor de V_T^* :

$$\begin{cases} \text{if} \quad 0.95 \le V_T \le 1.05 \to V_T^* = 1 \\ \text{else } V_T^* = V_T \end{cases}$$
(3.2)

ou seja, se o valor da tensão está dentro da faixa de $\pm 5\%$ em relação ao valor nominal, o controlador atua como um regulador de potência tradicional, maximizando a eficiência energética do gerador, ao passo que, durante variações maiores no valor da tensão terminal, o sinal de referência é alterado de forma a melhorar a estabilidade de tensão do gerador.

Nas próximas seções, o impacto do uso dos diferentes controladores no desempenho energético do gerador eólico e na margem de estabilidade de tensão do sistema apresentado na Figura 2.4 é investigado. Nessas seções também se discute alguns conceitos sobre a estabilidade de geradores de indução frente a grandes e pequenas perturbações. Esses conceitos serão utilizados para justificar e interpretar os controladores analisados neste trabalho.

3.2 Perturbações na velocidade do vento

O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema durante mudanças lineares na velocidade do vento, como descrito na Secão 2.6, é apresentado na Figura 3.3, considerando os casos com e sem controle de ângulo. Pode-se verificar que, para o caso sem controle de ângulo, as variáveis potência elétrica, velocidade do rotor e tensão terminal são bastante influenciadas pelas perturbações na velocidade do vento. A potência elétrica atinge valores acima do nominal, isto ocorre pois, como mencionado, para fins ilustrativos, não foi representado qualquer forma de controle, nem mesmo o controle estol que é o mais simples. Tal controle atuaria limitando aerodinamicamente a potência mecânica extraída do vento acima do valor nominal. Por outro lado, na presença do controle de ângulo de passo, verifica-se que as variações são bastante minimizadas. Porém, neste último caso, consideráveis transitórios ocorrem seguindo a mudança na tendência da velocidade do vento (crescimento/decrescimento). Isso ocorre em razão do atraso na resposta do sistema mecânico de controle de ângulo. É interessante observar que a maximização da eficiência energética, *i.e.* geração nominal considerando uma ampla faixa de velocidades do vento, é obtida independentemente da variável de controle utilizada. Isso ocorre porque as variáveis potência elétrica e velocidade do rotor são intrinsecamente relacionadas. Portanto, para uma determinada configuração da rede é possível determinar o valor de velocidade do rotor que leva à geração nominal de potência elétrica ([1], [6], [30], [34]). No caso do uso do sinal combinado P_e/V_T^{*2} , devido a zona morta adotada (equação (3.2)), o controlador atua como um regulador de potência puro. Tais constatações podem ser vistas observando a resposta dinâmica do ângulo de passo, Figura 3.3(d). Verifica-se que o comportamento é praticamente o mesmo para diferentes sinais de controle.

O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema durante rajadas de vento, como definido na Seção 2.6, é apresentado na Figura 3.4, considerando os casos com e sem controle de ângulo. Verifica-se que para esse tipo de perturbação o controle de ângulo de passo não consegue evitar que a perturbação eólica se propague para as variáveis elétricas. Isso, de fato, já era esperado, visto que as variações na velocidade do vento são rápidas e a ação de controle do ângulo é demorada devido à resposta bastante lenta do sistema mecânico. Contudo, a ocorrência desses eventos não é baixa. Novamente, pode-se confirmar que o comportamento do controlador de ângulo durante perturbações na velocidade do vento é praticamente o mesmo independentemente da variável de entrada de controle utilizada (Figura 3.4(d)).



Figura 3.3 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento.

Analisando os resultados apresentados, pode-se concluir que o sinal velocidade do rotor e o sinal combinado P_e/V_T^* podem ser utilizados como entrada para o controlador de ângulo quando o objetivo é maximizar a eficiência energética perante uma faixa de valores de velocidade do vento e prevenir problemas mecânicos associados com elevados valores de velocidade. De fato, a velocidade de referência do rotor pode ser calculada de forma a manter potência elétrica constante em regime permanente para uma dada configuração da rede elétrica e o sinal combinado P_e/V_T^* atua como um regulador de potência puro, visto que nesses casos o sinal de tensão permanece dentro da zona morta definida pela equação (3.2).



Figura 3.4 - Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante rajadas de vento.

3.3 Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações

Durante curtos-circuitos na rede elétrica, máquinas de indução empregadas em geradores eólicos podem acelerar, resultando no consumo de uma grande quantidade de potência reativa e, por conseguinte, podendo levar o sistema a um colapso de tensão ([2], [6], [33]-[38]). A prática geralmente adotada nesses casos é a desconexão desses geradores utilizando relês de subtensão ou de sobrevelocidade com ajustes bem sensíveis. Porém, com o aumento da quantidade de potência fornecida por esses geradores, pode ser importante mantê-los em operação durante determinadas contingências de forma a fornecer suporte ao sistema durante um período crítico de falta de geração, por exemplo ([6], [30]). Em alguns países, *e.g.* Dinamarca, a exigência que esses geradores permaneçam em operação durante diversas perturbações na rede é requerida pelos órgãos de regulamentação do setor elétrico ([6], [39]). Exigência similar é requerida na Holanda no caso de qualquer tecnologia de geração distribuída. ([40]). Portanto, neste trabalho, os impactos dos diversos controladores na estabilidade transitória do sistema são analisados.

A contingência descrita na Seção 2.7, *i.e.* um curto-circuito trifásico-terra aplicado na barra 4 do sistema representado na Figura 2.4, eliminado através da desconexão do ramo 2-4, é empregada nos estudos de estabilidade transitória. A seguir dois casos com diferentes tempos de eliminação da falta são analisados.

Caso (a): neste caso, a falta é eliminada em 200 ms. O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema para os casos com e sem controle de ângulo é mostrado na Figura 3.5. Observa-se que os casos sem controle de ângulo e com o controle de ângulo atuando como um regulador de potência são instáveis. Por outro lado, quando o controlador de ângulo emprega o sinal de velocidade do rotor ou P_e/V_T^* o sistema é estável. Essa diferença de resposta do sistema ocorre em razão do comportamento da velocidade do rotor e, por conseguinte, da quantidade de potência reativa consumida, sendo que tais variáveis são influenciadas pelo comportamento do ângulo de passo. O comportamento dessas variáveis será discutido a seguir para cada caso.

Sem controle: neste caso, durante o curto-circuito, a tensão terminal diminui acarretando uma redução na potência elétrica e, conseqüentemente, o gerador começa a acelerar respeitando a equação (2.18), levando a um aumento do consumo de potência reativa. A resposta da potência reativa fornecida pelo sistema para o parque eólico é mostrada na Figura 3.5(d), verifica-se que inicialmente o sistema está fornecendo cerca de 6,5 MVAr. No instante da falta, por um breve período de tempo, o parque eólico passa a injetar reativos na rede. Todavia, logo na seqüência, o parque eólico passa a consumir uma grande quantidade de potência reativa. No instante, t = 1 segundo, o parque eólico está consumido cerca de 26,9 MVAr e em t = 2 segundos, o parque eólico está consumido cerca de 27 MVAr. Isso leva o sistema a um colapso de tensão. Nota-se, também, que há um pequeno aumento do valor do torque mecânico devido ao aumento da velocidade do rotor, o que agrava ainda mais o desbalanço entre o torque de aceleração (mecânico) e o torque de desaceleração (elétrico).

Potência elétrica constante: neste caso, durante o curto-circuito, o comportamento do sistema é similar à situação anterior devido à presença da falta. Após o curto-circuito, o comportamento do ângulo de passo influencia o desempenho do sistema. Verifica-se que o ângulo de passo, começa a diminuir até alcançar seu valor mínimo (zero). Isso leva a um aumento do ângulo de ataque das hélices e, por conseguinte, o torque mecânico aumenta, agravando ainda mais a situação de desbalanço entre torque elétrico e mecânico. Tal fato faz com que a máquina acelere e consuma mais potência reativa, influenciando de forma negativa o comportamento do sistema. No instante, t = 1 segundo, o parque eólico está consumido cerca de 27,4 MVAr e em t = 2 segundos, o parque eólico está consumido cerca de 25.8 MVAr. Portanto, o sistema torna-se instável.

Velocidade do rotor constante: neste caso, durante o curto-circuito, o comportamento do sistema é similar aos casos anteriores. Após a falta, o controle de passo começa a influenciar o comportamento dinâmico do gerador. Observa-se que o ângulo varia de forma a reduzir o torque mecânico, diminuindo o desbalanço entre torque elétrico e mecânico. Esse fato leva a uma diminuição da aceleração do rotor e, por conseguinte, no consumo de potência reativa. No instante, t = 1 segundo, o parque eólico está consumido cerca de 25,5 MVAr, porém, em t = 2 segundos, o parque eólico está consumido somente cerca de 3,8 MVAr. Portanto, o sistema torna-se estável.

 P_e/V_T^* constante: neste caso, durante o curto-circuito, o comportamento do sistema é parecido com os casos anteriores. Depois da eliminação do curto, o controle de passo começa a ter influência sobre a máquina. Nota-se que o ângulo varia de forma a diminuir o torque mecânico fornecido ao gerador, reduzindo a aceleração do rotor e o consumo de potência reativa. No instante, t = 1 segundo, o parque eólico está consumido cerca de 25,8 MVAr, entretanto, em t = 2 segundos, o parque eólico está consumido somente cerca de 2,6 MVAr. Portanto, o sistema torna-se estável.

Várias simulações foram realizadas para determinar o tempo crítico de eliminação da falta, *i.e.* o máximo tempo em que a falta pode ser eliminada de forma que o sistema apresente uma resposta estável, para cada caso. Para determinação dos tempos críticos, o tempo de eliminação da falta foi aumentado gradualmente em passos de 5 ms. Os resultados são resumidos na Tabela 3.1. Verifica-se que o uso do controle de ângulo como um regulador de potência, de fato, afeta de forma negativa a estabilidade do sistema, como discutido acima, sendo que o tempo crítico de eliminação da falta diminui quando comparada com o caso sem controle. Por outro lado, o uso do regulador de ângulo controlado pela velocidade do rotor ou pelo sinal P_e/V_T^* aumenta consideravelmente o tempo crítico de eliminação da falta. De fato, mesmo para tempos de eliminação da falta maiores que 1 segundo, o sistema apresenta uma resposta estável, porém, nestes casos, o afundamento de tensão é bastante longo (persiste por mais de 2 segundos) e, por conseguinte, os geradores seriam desconectados pelos relés de subtensão antes de estabilizar.

tempo crítico de eliminação da falta (segundo)				
sem controle	P_e	ω	P_{e}/V_{T}^{*2}	
0,155	0,135	> 1	> 1	

Tabela 3.1 – Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores.

Caso (b): neste caso, a falta é eliminada em 135 ms. Na Figura 3.6, apresentam-se as respostas das principais variáveis do sistema para os casos com e sem controle. Pode-se verificar que este é um caso estável mesmo sem controle de ângulo. Porém, o comportamento dinâmico das variáveis, assim como o ponto de operação pós-falta, são diferentes para cada caso. Observa-se que a recuperação da tensão é mais rápida com o regulador de ângulo controlado pela velocidade do rotor ou pelo sinal P_{e}/V_{T}^{*2} . Por outro lado, quando o regulador é controlado por potência elétrica, a recuperação da tensão é ainda mais lenta se comparada com o caso sem controle. Após a perturbação, o sistema converge para um novo ponto de operação. O valor das principais variáveis do sistema no novo ponto de operação é apresentado na Tabela 3.2. Esses valores foram obtidos através de uma simulação de 15 segundos. Verifica-se que com o uso do sinal P_e/V_T^{*2} a tensão terminal retorna para um valor bem próximo do usualmente considerado permissível (±5%). Porém, a potência gerada pelo parque eólico diminui. Comportamento similar ocorre para o caso em que se emprega a velocidade do rotor como variável de entrada. Ao passo que nos casos sem regulador de ângulo e com regulador de ângulo controlado por potência elétrica, a geração continua em 1 pu, embora a tensão terminal esteja abaixo do valor tipicamente aceitável.
tipo de controle	tensão terminal (pu)	potência elétrica gerada (pu)	potência reativa no ramo 4-5 (MVAr)	ângulo de passo (graus)
sem controle	0,938	1,00	7,13	fixo
P_e	0,937	1,02	7,20	8,5
ω	0,943	0,95	6,10	9,0
P_{e}/V_{T}^{*2}	0,947	0,90	5,30	9,4

Tabela 3.2 – Estado das principais variáveis após a falta (regime permanente).

3.4 Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações

Nesta seção, a estabilidade de tensão do sistema frente a pequenas perturbações é analisada. Como mencionado, as curvas PVs foram obtidas utilizando-se simulação dinâmica, a velocidade do vento foi mantida constante no valor nominal e as cargas ativas e reativas do sistema foram variadas. As curvas PVs da barra de carga número 5 são mostradas na Figura 3.7.

Um importante fato que pode ser observado com base nas curvas obtidas para os casos sem gerador e o com gerador sem controle de ângulo é que a presença do gerador de indução diminui a margem de estabilidade do sistema. Destaca-se que nos casos com gerador de indução, o deslocamento do ponto A para o ponto B ocorre com apenas um incremento de carga. É possível verificar, através de simulação dinâmica, que isso acontece porque ao aumentar a carga do sistema além do ponto A o gerador de indução torna-se instável, i.e. a velocidade do rotor cresce de forma monotônica. Isso ocorre pois a cada redução da tensão terminal, o escorregamento do gerador aumenta. No limite, o gerador de indução torna-se instável. Neste instante, de fato, o sistema de proteção de sobre-velocidade do gerador atuaria, desconectando-o, e o sistema, teoricamente, retornaria para a curva PV para o caso sem gerador caso não haja cargas dinâmicas no sistema. Esse fenômeno ocorreu para todos os casos com gerador de indução. Esse é um importante resultado, pois mostra que a estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações de sistemas com gerador de indução não pode ser analisada utilizando um fluxo de carga em que esses geradores são representados por barras do tipo PQ simples. No caso de modelos estáticos, o comportamento do escorregamento do gerador em função da tensão terminal deve ser considerado para que os resultados sejam precisos.



Figura 3.5 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a).



Figura 3.6 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 135 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso b).

Quanto ao desempenho do gerador eólico com diferentes controladores de ângulo de passo, verifica-se que no caso em que essa forma de controle atua como um regulador de potência elétrica, há uma pequena melhora na margem de estabilidade de tensão com relação ao caso sem controle. No caso do uso do regulador de ângulo de passo controlado pela velocidade do rotor ou pelo sinal P_e/V_T^* , a margem de estabilidade de tensão e, por conseguinte, um aumento do escorregamento do rotor, o controlador do ângulo de passo das hélices atua de forma a contrapor essas tendências. Assim, a margem de estabilidade de tensão do sistema está próximo do limite de estabilidade. O uso da velocidade do rotor como o sinal de entrada do controlador de ângulo leva ao maior aumento da margem de estabilidade de tensão.



Figura 3.7 – Curvas PVs da barra 5.

3.5 Conclusões

De forma resumida, as seguintes conclusões podem ser derivadas dos resultados apresentados neste capítulo:

- Os três sinais empregados como entrada de controlador do ângulo de passo analisados neste trabalho permitem maximizar a geração de energia elétrica para uma grande faixa de valores de velocidade do vento.
- O controle de ângulo, por ser um controle lento, não impede que as perturbações no vento durante rajadas sejam refletidas nas variáveis elétricas do sistema.
- O fenômeno de instabilidade transitória de tensão de geradores de indução é caracterizado pelo aumento da velocidade do rotor e conseqüente elevação do consumo de potência reativa. Tal comportamento pode levar o sistema a um colapso de tensão.
- O controle de ângulo de passo pode afetar de forma positiva ou negativa a estabilidade transitória do sistema.
 - No caso do uso do controlador de ângulo de passo como um regulador de potência elétrica, a margem de estabilidade transitória do sistema diminui.
 - No caso do uso da velocidade do rotor ou do sinal $P_e/V_T^*^2$ como entrada do controlador de ângulo, a margem de estabilidade transitória do sistema aumenta.
- A análise de estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações de sistema com geradores de indução não deve ser realizada através da representação desses geradores como barras PQs simples. É necessário levar em consideração o comportamento do escorregamento do rotor que é fortemente influenciado pela tensão terminal.
- O uso de geradores eólicos sem controle de ângulo ou com controle de ângulo regulado por potência elétrica pode diminuir a margem de estabilidade de tensão do sistema frente a pequenas perturbações. Ao passo que o uso de geradores eólicos com controle de ângulo regulado pela velocidade do rotor ou pelo sinal P_e/V^{*}_T² pode aumentar a margem de estabilidade de tensão do sistema frente a pequenas perturbações.

4 GERADOR DE INDUÇÃO COM COMPENSAÇÃO DINÂMICA

Como visto no capítulo anterior, durante contingências os geradores de indução que compõem o parque eólico aceleram e, conseqüentemente, consomem uma grande quantidade de potência reativa. Isso pode levar o sistema a um colapso de tensão. Uma possibilidade de melhorar o desempenho de estabilidade de tensão desses parques eólicos frente a grandes e pequenas perturbações é através do emprego de dispositivos dinâmicos de compensação de potência reativa. Dois dispositivos que têm sido utilizados com essa finalidade são o SVC (*Static Var Compensator*) e o DSTATCOM (*Distribution Static Synchronous Compensator*) ([6], [8]-[12], [30], [32], [41]-[44]). Portanto, neste trabalho, o impacto desses dispositivos no desempenho energético e de estabilidade de tensão de sequilo é analisado. Um SVC atuando como regulador de tensão e um DSTATCOM atuando como regulador de tensão ou de fator de potência são investigados. O princípio de funcionamento e a modelagem desses dispositivos, assim como seus impactos no desempenho energético e na estabilidade de parques eólicos, são discutidos a seguir.

4.1 Dispositivos de compensação dinâmica de potência reativa

Compensação de potência reativa vem sendo adotada em sistemas de distribuição há muitos anos utilizando capacitores e reatores chaveados mecanicamente ([45]). Nesse caso, o nível de compensação é variado discretamente. Mais recentemente, com o avanço da eletrônica de potência, a compensação dinâmica de potência reativa tornou-se um método eficiente, permitindo que o nível de compensação seja variado rapidamente e de forma contínua. As duas formas mais utilizadas de compensação dinâmica de potência reativa são o SVC (*Static Var Compensator*) e o DSTATCOM (*Distribution Static Synchronous Compensator*).

4.1.1. SVC (Static Var Compensator)

O SVC é um dispositivo composto por uma combinação de reatores controlados por tiristores (TCRs – *Thyristor Controlled Reactor*) e capacitores chaveados por tiristores (TSCs – *Thyristor Switched Capacitor*) conectados em derivação na rede elétrica via um transformador de acoplamento. O diagrama esquemático de um SVC é mostrado na Figura 4.1. Do ponto de vista da rede, o SVC se comporta como uma reatância variável conectada em derivação. A reatância equivalente é controlada através do ângulo de disparo dos tiristores dos TCRs e do TSCs. A troca de potência reativa com o sistema é controlada variando-se o valor da reatância equivalente.

Neste trabalho, o SVC é empregado como um regulador de tensão. O diagrama do controlador do SVC é mostrado na Figura 4.2. Nessa figura, V_{rms} é o valor rms (*root mean square*) trifásico da tensão terminal, *B* é a susceptância equivalente desejada, *I* é a magnitude da corrente injetada pelo SVC e o sobrescrito ^{*} representa valor de referência. O regulador PI é responsável por controlar a tensão terminal através da troca de potência reativa com a rede. A saída desse regulador é o valor de referência da susceptância

equivalente desejada. Esse regulador tem uma característica em declive (*droop*), usualmente $\pm 5\%$, que permite a tensão terminal variar ligeiramente. Isso é adotado para evitar um comportamento oscilatório do controlador ([9]).



Figura 4.1 – Diagrama esquemático de um SVC.



Figura 4.2 – Controlador de um SVC.

Ressalta-se que o modelo computacional usado para representar o SVC faz parte da biblioteca do SimPowerSystems. Mais detalhes sobre a implementação desse modelo podem ser obtidas em [13].

4.1.2. DSTATCOM (Distribution Static Synchronous Compensator)

Um DSTATCOM consiste em um conversor fonte de tensão conectado em derivação na rede de distribuição via um transformador de acoplamento, como esquematicamente representado na Figura 4.3. Essa configuração permite que o dispositivo forneça ou consuma potência ativa e reativa de forma controlada. A troca de potência reativa com a rede é realizada variando-se a magnitude da tensão alternada gerada na saída do conversor, assim como ocorre em compensadores síncronos, enquanto que a troca de potência ativa é efetuada variando-se o ângulo da tensão gerada. No caso de não haver um elemento de armazenamento de energia do lado de corrente contínua, só é possível realizar

compensação reativa, tanto indutiva quanto capacitiva, de forma contínua. Em redes de média tensão, geralmente, o tipo de chave autocomutada empregada no desenvolvimento de conversores fonte de tensão é o IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), diminuindo as perdas de chaveamento ([8]-[10]). Adicionalmente, a capacidade de potência destes equipamentos é relativamente baixa. Por conseguinte, técnicas de chaveamento PWM (*Pulse-Width Modulation*) podem ser empregadas para diminuir a geração de componentes harmônicos de baixa ordem ([8]-[10]). As principais aplicações de um DSTATCOM são controle de tensão, controle de fator de potência, compensação de correntes harmônicas e redução de *flicker* ([8]-[10]). Aqui, um DSTATCOM projetado para manter tensão terminal ou fator de potência constante é analisado. Além disso, o elemento do lado de corrente contínua do conversor é um capacitor. Por conseguinte, só é possível realizar compensação de potência reativa de forma contínua.



Figura 4.3 – Diagrama esquemático de um DSTATCOM.

O diagrama do controlador do DSTATCOM atuando como regulador de tensão analisado neste trabalho é mostrado na Figura 4.4, o qual é baseado na estrutura rotacional de referência dq0. Isso permite obter uma melhor precisão quando comparado com técnicas fundamentadas em estruturas estacionárias de referência ([8]). Nessa figura, V_{ABC} são as tensões trifásicas terminais, I_{abc} são as correntes trifásicas injetadas pelo DSTATCOM, V_{rms} é o valor rms (*root mean square*) trifásico da tensão terminal, V_{cc} é a tensão contínua no capacitor e os sobrescritos * representam valores de referência. Tal controlador emprega um PLL (*Phase Locked Loop*) para sincronizar a tensão alternada na saída do conversor com a componente fundamental da fase A da tensão terminal. Portanto, o PLL fornece o ângulo ϕ para a transformação abc-dq0 (e dq0-abc). Há quatro reguladores PIs, cujas funções são descritas a seguir. O primeiro regulador PI é responsável por controlar a tensão terminal através da troca de potência reativa com a rede de corrente alternada. A saída desse regulador é a referência de corrente reativa I_q^* , a qual é limitada entre +1 pu capacitiva e -1 pu indutiva, assim a capacidade de compensação do DSTATCOM é considerada de forma simplificada. Este regulador tem uma característica em declive (droop), usualmente ±5%, que permite a tensão terminal variar ligeiramente. Isso é adotado para evitar um comportamento oscilatório do controlador ([9]). O segundo regulador PI é responsável por manter constante a tensão contínua V_{cc} no capacitor através da troca de uma pequena quantidade de potência ativa com a rede elétrica, compensando as perdas do conversor e do transformador de acoplamento. Este regulador PI fornece a referência de corrente ativa I_d^* . Os outros dois reguladores PI determinam as tensões de referência de eixo direto V_d^* e em quadratura V_q^* do conversor. Finalmente, V_{abc}^* são as tensões trifásicas desejadas na saída do conversor em pu.



Figura 4.4 – Controle do DSTATCOM atuando como regulador de tensão.

O modelo geral do controlador do DSTATCOM atuando como regulador de fator de potência investigado aqui é apresentado na Figura 4.5. Esse controlador é bastante similar ao controlador de tensão previamente apresentado. A principal diferença é o regulador de troca de potência reativa, que é ajustado para fornecer toda a demanda de potência reativa da instalação, *i.e.* operação com fator de potência unitário. Por conseguinte, a potência reativa de referência Q^* é fixada igual a zero e Q é a potência reativa medida no ponto de fornecimento do consumidor. Os outros elementos deste controlador foram explicados previamente. Um exemplo prático da instalação de um DSTATCOM para controle de fator de potência é um dispositivo com capacidade de compensação de 8 MVAr instalado junto a um parque eólico de 24 MW na Dinamarca, cujo sistema de controle é ajustado para garantir que o parque eólico opere com fator de potência unitário ([2], [11], [12]).

Destaca-se que no SimPowerSystems não há um modelo de DSTATCOM. Assim, tal modelo foi implementado pelo usuário utilizando um conjunto de três fontes de tensão controláveis e a dinâmica do elemento de corrente contínua foi representada por um conjunto algébrico-diferencial de equações. Esse modelo é apresentado em [35] e detalhado em [46].



Figura 4.5 - Controle do DSTATCOM atuando como regulador do fator de potência.

Nos casos analisados, o dispositivo de compensação dinâmica de potência reativa é conectado na rede elétrica como mostrado na Figura 4.6. Além disso, nos resultados apresentados a seguir, a capacidade de compensação desses equipamentos foi adotada igual a 10 MVAr.



Figura 4.6 – Diagrama unifilar do sistema teste com dispositivo de compensação dinâmica de potência reativa.

4.2 Perturbações na velocidade do vento

Na Figura 4.7, apresentam-se as respostas das principais variáveis do sistema durante variações lineares da velocidade do vento para o caso com e sem compensação

dinâmica de potência reativa. Destaca-se que não foi empregado controle de ângulo de passo nesses casos, visto que o objetivo é determinar a influência do DSTATCOM no desempenho energético do parque eólico. Verifica-se que esses dispositivos, considerando os controladores analisados neste trabalho, não têm capacidade de melhorar o desempenho energético do parque eólico (Figura 4.7(b)). Além disso, observa-se que o ponto de operação durante regime permanente é diferente para cada caso. De forma geral, a magnitude da tensão terminal é maior e o valor da velocidade do rotor é menor na presença do SVC e do DSTATCOM. Isso ocorre devido à injeção de potência reativa pelos dispositivos. O comportamento dinâmico da potência reativa injetada por cada dispositivo é mostrado na Figura 4.7(d). Destaca-se que, neste trabalho, valores positivos de potência reativa indicam que o SVC ou o DSTATCOM está injetando potência na rede, ao passo que valores negativos indicam que o dispositivo está consumindo potência reativa a partir da rede.



Figura 4.7 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento.

O comportamento do sistema durante rajadas de vento é mostrado na Figura 4.8, considerando-se os casos com e sem compensação dinâmica. Novamente, nota-se que o SVC e o DSTATCOM, considerando-se os controladores típicos, são completamente ineficazes para evitar que a perturbação eólica se propague para as variáveis elétricas. Os valores das variáveis são diferentes para cada caso em razão da quantidade de potência reativa injetada por cada dispositivo (Figura 4.8(d)).



Figura 4.8 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante rajadas de vento.

4.3 Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações

As mesmas contingências analisadas na Seção 3.3 são investigadas a seguir. Como o objetivo é determinar a influência dos dispositivos dinâmicos de compensação de potência reativa na estabilidade transitória de geradores eólicos, o controle de ângulo de passo é desabilitado.

Caso (a): neste caso, a falta é eliminada em 200 ms. O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema para os casos com e sem compensação dinâmica é mostrado na Figura 4.9. Observa-se que, para essa contingência, o sistema é instável quando não há um dispositivo de compensação dinâmica de potência reativa. Nos casos com compensadores dinâmicos, independentemente do dispositivo utilizado, o sistema torna-se estável. Entretanto, a resposta do sistema é ligeiramente diferente em cada caso devido à resposta dinâmica de cada dispositivo, a qual é mostrada na Figura 4.9(e).

Várias simulações foram realizadas para determinar o tempo crítico de eliminação da falta. Para determinação dos tempos críticos, o tempo de eliminação da falta foi aumentado gradualmente em passos de 5 ms. Além disso, diferentes valores de capacidade de compensação do SVC e do DSTATCOM foram considerados. Os resultados são resumidos na Tabela 4.1. Verifica-se que o uso do SVC e do DSTATCOM aumenta o tempo crítico de eliminação da falta. Como esperado, quanto maior a capacidade de compensação desses dispositivos, maior o tempo de eliminação da falta. Observa-se que o uso do DSTATCOM controlado por tensão leva ao maior ganho no tempo de eliminação da falta.

tempo crítico de eliminação da falta (segundo)									
sem	n DSTATCOM controlado DSTATCOM			COM controlado		SVC controlado por			
compensação	sação por fator de potência por tensã			ensão terminal		tensão terminal			
unamica	5	10	15	5	10	15	5	10	15
	MVAr	MVAr	MVAr	MVAr	MVAr	MVAr	MVAr	MVAr	MVAr
0,155	0,195	0,235	0,275	0,200	0,240	0,285	0,185	0,215	0,240

Tabela 4.1 - Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores.

A diferença no aumento do tempo de eliminação da falta para os vários controladores ocorre em razão do comportamento da potência reativa injetada em cada caso tanto antes da falta como durante e após a falta. O comportamento da potência reativa injetada por diferentes controladores, considerando que a falta é eliminada em 240 ms, é mostrado na Figura 4.10. Neste caso, somente na presença de um DSTATCOM controlado por tensão o sistema é estável. Nota-se que antes da falta, o DSTATCOM controlado por fator de potência injeta uma maior quantidade de potência reativa na rede, porém, durante a falta, esse controlador consome potência reativa a partir da rede; adicionalmente, logo após a falta, inicialmente, a quantidade de potência reativa injetada é menor do que no caso do DSTATCOM controlado por tensão. Comparando os casos com o SVC e com o DSTATCOM controlado por tensão, verifica-se que durante e após a falta a quantidade de potência reativa injetada pelo SVC é menor, visto que a capacidade de compensação desse dispositivo é mais influenciada pela tensão na rede ([8]-[10]).



(e) potência reativa injetada.

Figura 4.9 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a).



Figura 4.10 - Potência reativa injetada pelo SVC e o DSTATCOM quando a falta é eliminada em 240 ms.

Caso (b): neste caso, a falta é eliminada em 135 ms. Na Figura 4.11, apresentam-se as respostas das principais variáveis do sistema para os casos com e sem dispositivo de compensação dinâmica de reativos. Pode-se verificar que este é um caso estável mesmo sem controle de ângulo. Porém, o comportamento dinâmico das variáveis, assim como o ponto de operação pré e pós-falta, é diferente para cada caso. Observa-se que a recuperação da tensão é mais rápida na presença do SVC ou do DSTATCOM. Após a perturbação, o sistema converge para um novo ponto de operação diferente para cada situação. Os valores das principais variáveis do sistema no novo ponto de operação são apresentados na Tabela 4.2. Esses valores foram obtidos através de uma simulação de 15 segundos. Verifica-se que nos casos com o SVC ou o DSTATCOM a tensão terminal retorna para um valor dentro da faixa usualmente considerada permissível (±5%), pois a quantidade de potência reativa retirada da rede é pequena. Porém, no caso sem o SVC ou o DSTATCOM, a magnitude da tensão terminal está abaixo do valor tipicamente aceitável. O valor das principais variáveis no ponto de operação pré-falta é mostrado na Tabela 4.3. Verifica-se que a tensão terminal encontra-se na faixa permissível em todos os casos, porém, na presença do SVC ou do DSTATCOM a quantidade de potência reativa retirada da rede através do ramo 4-5 é menor.



(e) potência reativa injetada.

Figura 4.11 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto circuito na barra eliminado em 135 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso b).

tipo de controle	tensão terminal (pu)	potência elétrica gerada (pu)	potência reativa no ramo 4-5 (MVAr)	potência reativa injetada (MVAr)
sem controle	0,938	1,00	7,13	-
SVC	0,968	1,00	3,67	2,85
DSTATCOM -	0,976	1,00	2,76	3,58
tensão terminal				
DSTACOM –	0,998	1,00	0,08	5,84
fator de potência				

Tabela 4.2 – Estado das principais variáveis após a falta (regime permanente).

Tabela 4.3 – Estado das principais variáveis antes da falta (regime permanente).

tipo de controle	tensão terminal	potência elétrica	potência reativa	potência reativa
	(pu)	gerada (pu)	no ramo 4-5	injetada (MVAr)
			(MVAr)	
sem controle	0,970	1,00	6,46	_
SVC	0,982	1,00	4,82	1,42
DSTATCOM –	0,985	1,00	4,33	1,83
tensão terminal				
DSTATCOM –	1,015	1,00	0,08	5,55
fator de potência				

4.4 Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações

Nesta seção, a estabilidade de tensão do sistema frente a pequenas perturbações é analisada através das curvas PVs do sistema. O controle de ângulo de passo foi desativado visto o objetivo ser determinar o impacto somente do SVC e do DSTATCOM. As curvas PVs da barra de carga número 5 são mostradas na Figura 4.12. Verifica-se que o uso do SVC ou do DSTATCOM aumenta a margem de estabilidade do sistema. Além disso, o maior aumento é obtido com o uso do DSTATCOM independentemente do controle adotado. O DSTATCOM leva a um maior ganho na margem de estabilidade pois sua capacidade de compensação é menos influenciada pela diminuição da tensão terminal do que a capacidade de compensação do SVC. Além disso, a margem de estabilidade do sistema na presença do DSTATCOM é a mesma independentemente do controlador adotado porque, no limite, quando a tensão terminal diminui consideravelmente, ambos os controladores levam o dispositivo a injetar a quantidade máxima de potência reativa.

Para fins de comparação, na Figura 4.13, mostram-se as curvas PVs da barra 5 para o caso com SVC, com DSTATCOM controlado por tensão e com regulador de ângulo de passo controlado por velocidade do rotor, que leva ao maior ganho na margem de estabilidade entre todos os controladores de ângulo analisados neste trabalho. Nota-se que o ganho na margem de estabilidade devido à adoção de um SVC é praticamente igual ao ganho obtido com o controlador de ângulo de passo usando a velocidade do rotor como sinal de entrada. Todavia, o perfil da curva torna-se mais elevado no caso do SVC, isto se traduz em uma melhora na regulação de tensão de regime permanente. Adicionalmente, verifica-se que o uso do DSTATCOM permite um aumento na margem de estabilidade de tensão do sistema.



Figura 4.12 – Curvas PVs da barra 5.

4.5 Gerador de indução com compensação dinâmica e controle do ângulo de passo

Nesta seção uma discussão resumida sobre o uso simultâneo de dispositivos de compensação dinâmica de potência reativa e controle do ângulo de passo é apresentada. Embora diversas simulações foram realizadas combinando todos os tipos de controladores, abordando os diversos problemas analisados neste trabalho, somente os resultados mais importantes são apresentados. A discussão é conduzida considerando os itens: perturbações na velocidade do vento, estabilidade de tensão frente a grandes perturbações e estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações.



Figura 4.13 – Curvas PVs da barra 5.

Perturbações na velocidade do vento: durante variações lineares da velocidade do vento, o comportamento do sistema com a presença do SVC ou do DSTATCOM e do controlador de ângulo é bastante similar com o comportamento discutido na Seção 3.2 e apresentado na Figura 3.3 em que somente o controlador de ângulo está presente, ou seja, o parque eólico é capaz de gerar potência nominal para uma grande faixa de variação da velocidade do vento. A única diferença é que os transitórios, que ocorrem seguindo uma mudança na tendência da velocidade do vento (crescimento/decrescimento), são ligeiramente menores. Contudo, esses transitórios nos instantes de variações da velocidade do vento não são amortecidos o suficiente para impedir que a perturbação da velocidade do vento durante rajadas seja propagada para as variáveis elétricas.

Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações: diversas simulações foram realizadas para determinar os tempos críticos considerando diferentes combinações de controladores e capacidade de compensação de potência reativa do SVC e do DSTATCOM. Os resultados são resumidos na Tabela 4.4. Verifica-se novamente que o controle de ângulo usando a potência elétrica como sinal de entrada afeta de forma adversa a resposta do sistema. Nos casos em que outros sinais são empregados como entrada do controlador de ângulo, embora os tempos críticos possam ser considerados iguais para a situação com e sem compensação dinâmica de potência reativa, a recuperação da tensão é

mais rápida na presença do SVC ou do DSTATCOM, como pode ser verificado na Figura 4.14 para o caso em que a falta é eliminada em 350 ms.

tempo crítico de eliminação da falta (segundo)									
sem controle de ângulo de passo									
sem compensação	DSTATCOM controlado por fator de potência			DSTATCOM controlado por tensão terminal		SVC controlado por tensão terminal			
dinamica	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr
0,155	0,195	0,235	0,275	0,200	0,240	0,285	0,185	0,215	0,240
		cor	n controle	e de ângul	o de pass	$o - P_e$			
sem compensação	DSTATCOM controlado por fator de potência		DSTATCOM controlado por tensão terminal		SVC controlado por tensão terminal				
dinamica	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr
0,135	0,170	0,195	0,215	0,170	0,210	0,225	0,160	0,185	0,205
		cor	n controle	e de ângul	o de pass	$0 - \omega_r$			
sem compensação	DSTATCOM controlado por fator de potência			DSTAT por t	COM con ensão terr	ntrolado ninal	SVC controlado por tensão terminal		
dinamica	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr
> 1	> 1	> 1	> 1	> 1	> 1	> 1	> 1	> 1	>1
		com o	controle d	e ângulo	de passo -	$-P_e/V_T^{*2}$			
sem compensação	DSTATCOM controlado por fator de potência		DSTATCOM controlado por tensão terminal		SVC controlado por tensão terminal				
ainamica	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr	5 MVAr	10 MVAr	15 MVAr
> 1	> 1	> 1	> 1	> 1	> 1	> 1	> 1	> 1	> 1

Tabela 4.4 – Tempo crítico de eliminação da falta considerando o caso com compensação dinâmica e controle de ângulo.



Figura 4.14 – Tensão terminal do gerador – falta eliminada em 350 ms.

Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações: o uso de dispositivos de compensação dinâmica de potência reativa em conjunto com os controladores de ângulo baseados no sinal velocidade do rotor ou P_e/V_T^* permite aumentar ainda mais a margem de estabilidade de tensão do sistema frente a pequenas perturbações quando comparado com os casos em que tais controladores são utilizados separadamente. As curvas PVs da barra 5 para os casos em que o sinal de entrada do controlador de ângulo é a velocidade do rotor combinado com um SVC ou um DSTATCOM controlado por tensão são mostradas na Figura 4.15. Verifica-se que o uso simultâneo desses controladores permite obter um maior ganho na margem de estabilidade do sistema.



Figura 4.15 - Curvas PVs da barra 5.

4.6 Conclusões

As principais conclusões obtidas neste capítulo são:

- O uso de dispositivos de compensação dinâmica de potência reativa tais como o SVC e o DSTATCOM controlados por tensão ou por fator de potência não leva a uma melhoria do desempenho energético dos parques eólicos frente a uma faixa de variação da velocidade do vento.
- O uso de dispositivos de compensação dinâmica de potência reativa controlados por tensão ou por fator de potência não impede que variações abruptas na velocidade do vento que ocorrem durante rajadas perturbem as variáveis elétricas do sistema.
- O uso de dispositivos de compensação dinâmica de potência reativa controlados por tensão ou fator de potência permite aumentar a margem de estabilidade transitória de sistemas com parques eólicos compostos por geradores de indução conectados diretamente na rede. Além disso, entre os controladores analisados neste trabalho, o uso do DSTATCOM como um controlador de tensão leva ao maior ganho na margem de estabilidade do sistema frente a grandes perturbações.
- O uso do DSTATCOM ou do SVC permite aumentar a margem de estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações de sistemas com parques eólicos compostos por geradores de indução conectados diretamente na rede, sendo que o caso com um DSTATCOM controlado por tensão leva ao maior ganho na margem de estabilidade.
- O uso do DSTATCOM ou do SVC leva a um menor aumento na margem de estabilidade de tensão do sistema frente a grandes perturbações do que o uso do controlador de ângulo de passo desde que um sinal adequado seja adotado, *i.e.* velocidade do rotor ou o sinal combinado P_e/V_T^* .
- O uso do DSTATCOM controlado por tensão permite obter um maior ganho da margem de estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações de sistemas com parques eólicos compostos por geradores de indução conectados diretamente na rede quando comparado com o uso do controlador de ângulo de passo empregando a velocidade do rotor ou P_e/V_T^* como sinais de entrada.
- O uso conjunto do controlador do ângulo de passo, empregando um sinal adequado, e de um dispositivo de compensação dinâmica de potência reativa permite um aumento ainda maior da margem de estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações quando comparado com os casos em que tais controladores são utilizados individualmente.
- O uso conjunto do controlador do ângulo de passo, empregando um sinal adequado, e de um dispositivo de compensação dinâmica de potência reativa permite que as tensões nodais do sistema se recuperem mais rapidamente quando comparado com os casos em que somente o controlador de ângulo é utilizado, levando a uma melhora na qualidade de energia do sistema.

5 GERADOR DE INDUÇÃO COM RESISTÊNCIA DO ROTOR VARIÁVEL

Como visto no Capítulo 3, durante faltas os geradores de indução que compõem o parque eólico aceleram e, conseqüentemente, consomem uma grande quantidade de potência reativa, podendo levar o sistema a um colapso de tensão. No Capítulo 4, verificouse que o uso de compensação dinâmica de potência reativa pode melhorar o desempenho dinâmico desses geradores. Outra possibilidade para aumentar a margem de estabilidade de tensão frente a grandes perturbações de sistemas com geradores de indução é controlar a aceleração dessas máquinas durante faltas, limitando a quantidade de potência reativa consumida ([1], [6], [30], [33], [47]). Portanto, neste trabalho, o uso de máquinas de indução com resistência do rotor variável objetivando controlar a aceleração do gerador durante faltas é analisado. O princípio de funcionamento e a modelagem dessa metodologia, assim como seus impactos no desempenho energético e na estabilidade de parques eólicos, são discutidos. Diferentes sinais de entrada para o controlador são analisados. Adicionalmente, um novo método de controle da resistência do rotor baseado em uma abordagem discreta, empregando somente disjuntores mecânicos, é proposto no final deste capítulo. Tal método é inédito na literatura especializada e suas principais vantagens são menor custo e maior simplicidade de implementação quando comparado com o caso em que a resistência é controlada eletronicamente.

O uso do controle eletrônico da resistência do rotor é empregado comercialmente em turbinas eólicas fabricadas pela Vestas Wind Systems, um dos maiores fabricantes de geradores eólicos do mundo ([48]). Neste caso, o principal objetivo do controlador é reduzir o nível de *flicker* e os transitórios elétricos durante rajadas de vento. Nesta dissertação de mestrado, o uso do controle da resistência do rotor tem por objetivo principalmente melhorar a estabilidade de tensão frente a grandes perturbações (estabilidade transitória) em redes de distribuição com parques eólicos compostos por geradores de indução. A seguir, discute-se como a variação da resistência do rotor possibilita aumentar a margem de estabilidade transitória do sistema.

5.1 Velocidade crítica do rotor

Nesta seção o conceito de velocidade crítica do rotor é introduzido para explicar a influência do valor da resistência do rotor na estabilidade transitória de geradores de indução ([6], [37]). A equação de torque elétrico, considerando o circuito equivalente de um gerador de indução, é dada por ([6], [15], [37]):

$$T_e(\omega_r) = \frac{V_T^2}{\omega_r} \frac{R_T(\omega_r)}{R_T^2(\omega_r) + X_T^2(\omega_r)}$$
(5.1)

sendo:

$$R_{T}(\omega_{r}) = R_{s} + \frac{\frac{R'_{r}}{\omega_{r} - 1} X_{m}^{2}}{\left(\frac{R'_{r}}{\omega_{r} - 1}\right)^{2} + (X_{m} + X'_{r})^{2}}$$
(5.2)
$$X_{T}(\omega_{r}) = X_{s} + \frac{X_{m} \left(\left(\frac{R'_{r}}{\omega_{r} - 1}\right)^{2} + X'_{r} (X_{m} + X'_{r})\right)}{\left(\frac{R'_{r}}{\omega_{r} - 1}\right)^{2} + (X_{m} + X'_{r})^{2}}$$
(5.3)

em que:

 ω_r = velocidade do rotor (pu).

 V_T = tensão terminal (pu).

 R_s = resistência do estator (pu).

 R'_r = resistência do rotor referida para o estator (pu).

 X_s = reatância do estator (pu).

 X'_r = reatância do rotor referida para o estator (pu).

 X_m = reatância de magnetização (pu).

Na Figura 5.1(a), apresenta-se a curva relacionando torque elétrico e velocidade do rotor. Essa curva foi traçada usando as equações (5.1)-(5.3), os dados do gerador de indução apresentados no apêndice B e supondo que a tensão terminal V_T é constante. Essa suposição deriva da consideração que o nível de curto-circuito no ponto de conexão do gerador é infinito. Em um sistema real, a tensão terminal decresce com o aumento da velocidade do rotor, sendo que a taxa de decrescimento depende das características da rede. Porém, o formato da curva apresentada na Figura 5.1 permanece o mesmo. Assim, essa simplificação não leva à perda de generalidade. Nessa figura, também está representada a curva de torque mecânico, o qual é calculado por:

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_r} \tag{5.4}$$

Com base nessa figura, verifica-se que há somente dois pontos de cruzamento entre a curva de torque elétrico e a curva de torque mecânico. No caso de operação como gerador, o torque mecânico tem o efeito de acelerar o rotor e o torque elétrico tem efeito de desacelerar. Assim, verifica-se que, em regime permanente, *i.e.* $T_m = T_e$, somente o ponto θ , em que a velocidade do rotor é igual a ω_0 , é um ponto de equilíbrio estável. Durante uma falta trifásica nos terminais do gerador, a tensão terminal reduz a zero e, por conseguinte, o torque elétrico também. Neste instante, o sistema passa a operar no ponto representado por 1. Portanto, o rotor começa a acelerar segundo a sua equação de movimento (expressão (2.18)) e, por conseguinte, sua velocidade aumenta. No instante de eliminação da falta, em que a velocidade do rotor é igual a ω_{el} , o ponto de operação do sistema muda de 2 para 3, considerando que a topologia do sistema permanece a mesma que na situação pré-falta. Após eliminação da falta, a velocidade do rotor ainda continua aumentando devido à inércia do gerador. Porém, a máquina passa a desacelerar, visto que o torque elétrico é maior que o torque mecânico. Supondo que no ponto 4, em que a velocidade do rotor é igual a ω_{max} , a velocidade do rotor começa a diminuir, o sistema será estável, visto que a energia acelerante ganha durante a falta terá sido toda dissipada, sendo que neste caso, após o transitório, o gerador volta para o ponto de operação representado por θ .

Por outro lado, se a falta levar mais tempo para ser eliminada, como mostrado na Figura 5.1(b), quando o sistema chegar no ponto de operação representado por 4, o gerador ainda estará acelerando e o sistema será instável, pois a energia acelerante ganha durante a falta ainda não terá sido dissipada e o sistema se encontra novamente em uma região de aceleração ($T_e < T_m$). A velocidade do rotor no ponto 4 é denominada velocidade crítica. Sempre que o gerador ultrapassar essa velocidade limite devido a uma falta, o sistema se tornará instável. Esse conceito é completamente similar ao uso do ângulo crítico e do critério de igualdade de áreas no caso de geradores síncronos ([15]).



Figura 5.1 – Conceito de velocidade crítica de gerador de indução.

Na Figura 5.2, mostra-se o impacto do valor da resistência do rotor na curva torque elétrico versus velocidade do rotor e, por conseguinte, na velocidade crítica do rotor. Verifica-se que ao triplicar o valor da resistência do rotor, a velocidade crítica aumenta consideravelmente. É esse comportamento que justifica o emprego de metodologias baseadas na variação da resistência do rotor para melhorar o desempenho dinâmico de

geradores de indução frente a grandes perturbações. Observa-se também que a velocidade do rotor em regime permanente é maior quando se aumenta o valor da resistência do rotor.

É importante destacar que o aumento da resistência do rotor eleva as perdas elétricas. Assim, é desejável que durante regime permanente, o valor da resistência seja mantido em seu valor nominal para minimizar as perdas e somente durante transitórios, esse valor seja aumentado.



Figura 5.2 – Impacto da resistência do rotor na velocidade crítica do gerador de indução.

5.2 Controle eletrônico da resistência do rotor

A metodologia de controle eletrônico da resistência do rotor é empregada em maquinas de indução com rotor bobinado. Neste caso, a resistência total do rotor é modificada variando-se uma resistência externa R_e conectada ao rotor da máquina. A resistência externa é controlada através de um conversor estático conforme representado na Figura 5.3. Dessa forma, a resistência total do rotor pode ser variada continuamente de R_0 , valor nominal da resistência do rotor, até $R_0 + R_e$ através do controle dos ângulos de disparo das chaves estáticas do conversor.



Figura 5.3 – Gerador de indução com controle eletrônico da resistência do rotor.

Neste trabalho, a variação da resistência do rotor é empregada para aumentar a margem de estabilidade do sistema frente a grandes perturbações. De forma geral, a variação da resistência do rotor deve ter a seguinte concepção:

- Em regime permanente, o valor da resistência deve ser mantido em seu valor nominal *R*₀ para minimizar as perdas elétricas.
- Quando ocorre uma falta na rede elétrica, o valor da resistência deve ser aumentado para seu valor máximo de forma a elevar a velocidade crítica do gerador.
- Após o sistema retornar para um ponto de operação adequado, o valor da resistência deve voltar para seu valor nominal.

A estrutura genérica do controlador empregado neste trabalho é mostrada na Figura 5.4. Um sinal de entrada X é comparado com um sinal de referência X_{ref} . O erro dessa comparação é processado por um controlador PI, o qual fornece a resistência total R_T desejada. Neste controlador, há uma malha de realimentação para melhorar a estabilidade do sistema de controle. Os sinais de entrada do controlador testados neste trabalho são os mesmos que foram empregados no controlador de ângulo de passo discutidos no Capítulo 3, ou seja, os sinais de entrada analisados são potência elétrica P_e , velocidade do rotor ω_r e o sinal combinado $P_e/V_T^*^2$. Esses sinais foram escolhidos por serem bastante influenciados durante faltas na rede.



Figura 5.4 – Controlador genérico da resistência do rotor.

Destaca-se que não existe um modelo de gerador de indução com resistência variável disponível na biblioteca do SimPowerSystems. Assim, esse modelo de gerador foi implementado pelo usuário. Nas simulações desenvolvidas nesta dissertação, a dinâmica do

conversor baseado em eletrônica de potência foi desprezada, assumindo que esses dispositivos controlam instantaneamente o valor da resistência externa R_e . Assim, o valor de resistência total R_T obtido na saída do controlador é diretamente usado nas equações que representam a máquina de indução (equações (2.2)-(2.19)). Ressalta-se que, na realidade, há um passo de integração de atraso entre o valor obtido na saída do controlador e o valor atualizado nas equações representando o gerador de indução, como é comum em programas de simulação dinâmica no domínio do tempo para facilitar a convergência do algoritmo ([15]). Além disso, neste trabalho, adotou-se que o valor da resistência externa R_e é igual ao valor da resistência nominal do gerador R_0 . Portanto, o valor da resistência total R_T na saída do controlador é limitado entre R_0 e 2. R_0 . Isso foi adotado porque, embora quanto maior o valor da resistência, maior o valor da velocidade crítica, um valor elevado de resistência aumenta os transitórios elétricos durante perturbações e eleva o valor da velocidade do rotor em regime permanente, fato que pode afetar de forma adversa a estabilidade do sistema frente a pequenas perturbações, como será visto neste capítulo.

5.2.1. Perturbações na velocidade do vento

Nesta seção, analisa-se a influência do controle eletrônico da resistência do rotor na dinâmica do sistema durante perturbações na velocidade do vento. Destaca-se que o controle de ângulo de passo foi inicialmente desabilitado, sendo que o uso simultâneo desses controladores será apresentado posteriormente neste capítulo.

O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema durante mudanças lineares na velocidade do vento é apresentado na Figura 5.5, considerando os casos sem e com controle da resistência do rotor utilizando diferentes sinais de entrada. Verifica-se que essa forma de controle não leva a uma melhora do desempenho energético do sistema para uma ampla faixa de variações da velocidade do vento. A potência elétrica injetada na rede em regime permanente é praticamente a mesma para os casos com e sem controle (Figura 5.5(b)). Nota-se também que, excetuando o caso em que a velocidade do rotor é empregada como sinal de entrada, o controle atua praticamente de forma discreta, *i.e.* valor mínimo ou máximo da resistência é empregado. No caso em que o sinal de velocidade do rotor é escolhido, a variação do valor da resistência do rotor é mais suave. Isso ocorre pois esta é uma variável mecânica que é influenciada pela inércia do sistema e, conseqüentemente, exibe um comportamento transitório mais amortecido. Observa-se também que nos instantes de mudança no valor da resistência do rotor ocorrem consideráveis transitórios no sistema.

Quando se aumenta o valor da resistência do rotor, em regime permanente, a velocidade do gerador aumenta, conforme pode ser verificado na Figura 5.5(c), em conseqüência o coeficiente de performance do gerador C_p também aumenta, levando a um leve aumento na potência elétrica. Porém o ganho no aumento da potência elétrica gerada é muito pequeno. Assim, para grandes variações da velocidade do vento o controle da resistência do rotor é totalmente ineficaz para melhorar o desempenho energético de geradores eólicos. Porém, para variações menores da velocidade do vento em torno de seu valor nominal, o controle da resistência do rotor permite melhorar ligeiramente o desempenho energético do gerador. Isso foi confirmado considerando que a velocidade diminui de 16 m/s para 15 m/s, em vez de 12 m/s como simulado anteriormente. Neste



caso, o uso do controle da resistência do rotor permite manter a potência elétrica em torno de 1 pu.

Figura 5.5 - Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento.

O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema durante rajadas de vento é apresentado na Figura 5.6, considerando os casos com e sem controle da resistência do rotor. Verifica-se que para esse tipo de perturbação o controle da resistência do rotor, como implementado aqui, não consegue evitar que a perturbação eólica se propague para as variáveis elétricas. De fato, a presença do controlador, excetuando o caso em que a velocidade do rotor é empregada como sinal de entrada, perturba ainda mais as variáveis elétricas. No caso do uso da velocidade do rotor como variável de entrada, o comportamento do sistema mantém-se praticamente o mesmo quando comparado com o caso sem controle.

O uso simultâneo do controlador de resistência do rotor e do ângulo de passo permite obter uma melhora no desempenho energético do gerador e minimizar os transitórios elétricos durante rajadas de ventos, desde que os sinais dos controladores sejam escolhidos de forma adequada. Isso será mostrado mais adiante neste capítulo.





5.2.2. Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações

As mesmas contingências analisadas nos capítulos anteriores são investigadas a seguir. Como o objetivo é determinar a influência do controle dinâmico da resistência do rotor na estabilidade transitória de geradores eólicos, o controle de ângulo de passo é desabilitado.

Caso (a): neste caso, a falta é eliminada em 200 ms. O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema para os casos com e sem controle da resistência é mostrado na Figura 5.7. Observa-se que, para essa contingência, o sistema é instável quando não há um controlador da resistência do rotor. Nos casos com controle da resistência, independentemente do sinal utilizado, o sistema torna-se estável. Entretanto, a resposta transitória do sistema é ligeiramente diferente em cada caso devido ao

comportamento dinâmico da resistência equivalente do rotor, o qual é mostrada na Figura 5.7(d). É interessante notar que o valor da resistência é aumentado somente durante o período transitório. Nos demais instantes, a resistência é mantida em seu valor nominal (0,014 pu). Outro ponto importante é que o valor da resistência varia de forma quase discreta entre o seu valor máximo e mínimo. Isso ocorre porque a resposta dinâmica de geradores de indução, diferentemente de geradores síncronos, é bastante amortecida.



Figura 5.7 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a).

Várias simulações foram realizadas para determinar o tempo crítico de eliminação da falta. Para determinação dos tempos críticos, o tempo de eliminação da falta foi aumentado gradualmente em passos de 5 ms. Os resultados são resumidos na Tabela 5.1. Verifica-se que o uso do controle dinâmico da resistência do rotor aumenta o tempo crítico de eliminação da falta. Observa-se que o uso da velocidade do rotor como sinal de entrada leva ao maior ganho no tempo de eliminação da falta.

tempo crítico de eliminação da falta (segundo)						
sem controle P_e ω_r P_e/V_T^{*2}						
0,155	0,360	0,400	0,370			

Tabela 5.1 – Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores.

Caso (b): neste caso, a falta é eliminada em 135 ms. Na Figura 5.8, apresentam-se as respostas das principais variáveis do sistema para os casos com e sem controle da resistência do rotor. Verifica-se que este é um caso estável mesmo sem o controle da resistência. Porém, o comportamento dinâmico das variáveis é diferente para cada caso. Observa-se que a recuperação da tensão é um pouco mais rápida na presença dos controladores da resistência do rotor. Após a perturbação, o sistema converge para o mesmo ponto de operação independente do controlador adotado, visto que a resistência do rotor retorna para seu valor nominal.



Figura 5.8 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra eliminado em 135 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso b).

5.2.3. Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações

Nesta seção, a estabilidade de tensão do sistema frente a pequenas perturbações é analisada através das curvas PVs do sistema. O controle de ângulo de passo foi desativado visto que o objetivo é determinar o impacto somente do controle da resistência do rotor. As curvas PVs da barra de carga número 5 são mostradas na Figura 5.9. Verifica-se que o uso do controle da resistência do rotor diminui ligeiramente a margem de estabilidade do sistema. Isso ocorre por que ao se aumentar o valor da resistência do rotor conforme o carregamento aumenta, a velocidade de operação aumenta, como pode ser verificado na Figura 5.2. Lembrando que o fenômeno de estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações de geradores de indução caracteriza-se pelo aumento ilimitado da velocidade do rotor após um incremento de carga, *i.e.* o ponto de operação do sistema muda de *A* para *B* com somente um incremento de carga, ao se aumentar a velocidade do rotor, o gerador fica mais próximo do ponto de perda de estabilidade. Porém, ressalta-se que a diminuição da margem de estabilidade é bastante pequena.



Figura 5.9 – Curvas PVs da barra 5.

5.2.4. Gerador de indução com controle eletrônico da resistência do rotor e controle de ângulo de passo

Nesta seção uma discussão resumida sobre o uso simultâneo do controle eletrônico da resistência do rotor e do controle do ângulo de passo é apresentada. Embora todas as combinações possíveis entre os controladores utilizando diferentes sinais de entrada tenham sido investigados, totalizando nove combinações, somente os resultados mais importantes são apresentados a seguir. A discussão é conduzida considerando os itens: perturbações na velocidade do vento, estabilidade de tensão frente a grandes perturbações e estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações.

Perturbações na velocidade do vento: durante variações lineares da velocidade do vento, verificou-se que o uso do controle eletrônico da resistência do rotor por si só tem pouca capacidade de melhorar o desempenho energético do sistema. Porém, o uso desse tipo de controle em conjunto com o controle de ângulo de passo, quando o primeiro controlador emprega a velocidade do rotor como variável de entrada, permite maximizar a potência gerada para uma ampla faixa de velocidade do vento, como pode ser verificado na Figura 5.10(a). Além disso, quando ambos os controladores empregam a velocidade do rotor como variável de entrada é possível amortecer bastante os transitórios nas variáveis elétricas durante rajadas de vento como pode ser observado na Figura 5.10(b), assim como nos instantes de mudança do valor da velocidade do vento para o caso de variações lineares, como pode ser observado na Figura 5.10(a). Assim, entre as várias combinações possíveis entre os controladores de ângulo de passo e da resistência do rotor investigadas, a melhor opção do ponto de vista de perturbações eólicas é quando ambos os controladores empregam a velocidade do rotor como variável de entrada. Nesse caso, é possível maximizar a geração de energia elétrica e minimizar os transitórios elétricos durante rajadas de vento.



Figura 5.10 - Perturbações na velocidade do vento.

Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações: diversas simulações foram realizadas para determinar o tempo crítico para cada combinação possível entre os controladores de ângulo e de resistência do rotor. Os resultados são resumidos na Tabela 5.2. Novamente, verifica-se que o uso do controle de ângulo de passo empregando a potência elétrica como variável de entrada afeta de forma adversa a dinâmica do sistema. As demais combinações possíveis aumentam a margem de estabilidade do sistema de forma considerável.

tempo crítico de eliminação da falta (segundo)								
sem controle de ângulo de passo								
sem controle	P_e	<i>O</i> _r	P_{e}/V_{T}^{*2}					
0,155	0,360	0,400	0,370					
С	om controle de ân	igulo de passo – P	e					
sem controle	sem controle P_e ω_r P_e/V_T^{*2}							
0,135	0,325	0,335	0,300					
с	com controle de ângulo de passo – ω_r							
sem controle	P_e	ω_r	$P_e/V_T^*^2$					
> 1	> 1	> 1	> 1					
com controle de ângulo de passo – $P_e/V_T^*^2$								
sem controle P_e ω_r P_e/V_T^{*2}								
> 1	> 1	> 1	> 1					

Tabela 5.2 – Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores.

O uso simultâneo do controlador de ângulo e da resistência do rotor empregando o sinal de velocidade do rotor como variável de entrada permite que as tensões nodais se recuperem mais rapidamente após um curto-circuito como pode ser observado na Figura 5.11 para o caso em que a falta é eliminada em 350 ms.



Figura 5.11 - Tensão terminal do gerador - falta eliminada em 350 ms.
Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações: o uso simultâneo do controlador de ângulo e da resistência do rotor empregando a velocidade do rotor como variável de entrada permite manter a margem de estabilidade igual ao caso em que somente o controlador de ângulo de passo está presente. Isso pode ser verificado na Figura 5.12.



Figura 5.12 – Curvas PVs da barra 5.

5.3 Controle discreto da resistência do rotor

Nesta seção, um novo controlador da resistência do rotor é proposto para melhorar a margem de estabilidade de tensão frente a grandes perturbações de sistemas com geradores de indução. O controlador é baseado em uma ação de controle discreta e no uso de disjuntores comuns. As principais vantagens dessa metodologia são menor custo e maior simplicidade quando comparado com o caso de controle eletrônico. A principal desvantagem é que essa metodologia não permite amortecer os transitórios elétricos durante rajadas de vento quando comparado com o controle eletrônico da resistência do rotor. A seguir a metodologia é explicada e depois seu impacto na dinâmica do gerador de indução é analisado.

5.3.1. Descrição da Metodologia

Na seção anterior, verificou-se que aumentar a resistência do rotor durante um curto-circuito na rede elétrica aumenta a margem de estabilidade do sistema. Adicionalmente, observou-se que, na maioria dos casos, o controle eletrônico da resistência do rotor atua como se fosse chaveada uma resistência discreta frente a perturbações (com exceção do caso em que a resistência é controlada pela velocidade do rotor). Portanto, neste trabalho, propõe-se uma abordagem consideravelmente mais simples e barata. O controlador analisado aqui é baseado em uma atuação discreta (*on/off*), na qual três resistências de valor fixo são chaveadas em série com os enrolamentos do rotor utilizando chaves mecânicas comuns – disjuntores. Nessa abordagem, as resistências externas são chaveadas *on* ou *off* baseado no valor limite (*threshold*) de algum sinal. O sinal empregado deve indicar que uma falta está ocorrendo na rede. Assim, dois sinais foram testados: velocidade do rotor e tensão terminal. Quando a tensão terminal diminui ou a velocidade do rotor aumenta durante uma falta, as resistências externas são chaveadas em operação. Assim, a seguinte lógica foi empregada para o controlador baseado na tensão terminal e o controlador baseado na velocidade do rotor:

- tensão terminal: Se $V_T < 0.85$ as resistências são chaveadas em operação.
- velocidade do rotor: Se $\omega_r > 1,05$ as resistências são chaveadas em operação.

Para ambos os controladores, quando essas variáveis assumem outro valor, as resistências externas permanecem fora de operação. Como a idéia é empregar disjuntores comuns para diminuir custo, um atraso de 100 ms foi considerado nas simulações após a emissão de um sinal para chavear o resistor em operação (*on*) ou retirar o resistor de operação (*off*). Novamente, o valor da resistência externa foi fixado em duas vezes o valor da resistência nominal. A seguir, o impacto dessa metodologia na dinâmica de geradores eólicos é analisada.

5.3.2. Perturbações na velocidade do vento

Durante as perturbações na velocidade do vento analisadas neste trabalho, tanto lineares quanto rajadas, a variável tensão terminal ou velocidade do rotor não atingem os valores que ativariam o controlador discreto da resistência do rotor. Assim, os resultados apresentados na Seção 3.2 permanecem inalterados, ou seja, tal metodologia não tem qualquer impacto sobre o sistema para esse tipo de perturbação.

5.3.3. Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações

O impacto do controle discreto da resistência do rotor na dinâmica do sistema durante grandes perturbações é discutido a seguir usando as mesmas contingências analisadas nas seções anteriores.

Caso (a): neste caso, a falta é eliminada em 200 ms. O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema para os casos com e sem controle discreto da resistência

é mostrado na Figura 5.13. Observa-se que, para essa contingência, o sistema é instável quando não há um controlador da resistência do rotor. Nos casos com controle da resistência, independentemente do sinal utilizado, o sistema torna-se estável. Entretanto, a resposta transitória do sistema é diferente em cada caso devido aos instantes em que a resistência externa é chaveada. Os instantes de chaveamento da resistência para cada controlador é mostrado na Figura 5.13(d). É interessante notar que no caso em que a tensão terminal é empregada para ativar o controlador, a resistência é chaveada três vezes em operação, por outro lado, quando se usa a velocidade do rotor, a resistência é chaveada em operação somente uma vez. Isso ocorre porque o sinal de tensão, por ser uma variável elétrica, varia de forma mais abrupta do que o sinal de velocidade do rotor que é uma variável mecânica. O maior número de chaveamento também acarreta mais transitórios elétricos.



Figura 5.13 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a).

Várias simulações foram realizadas para determinar o tempo crítico de eliminação da falta. Os resultados são resumidos na Tabela 5.3 para diferentes valores da resistência externa R_e em função do valor da resistência nominal R_0 . Verifica-se que o uso do controle discreto da resistência do rotor aumenta o tempo crítico de eliminação da falta. Além disso, quanto maior o valor da resistência externa, maior o ganho na margem de estabilidade, porém os transitórios elétricos nos instantes de chaveamento também são maiores.

	tempo crítico de eliminação da falta (segundo)						
valor de R_e	V_T	ω_r	sem controle				
$0,5 . R_0$	0,280	0,280					
$1,0 . R_0$	0,400	0,400	0 155				
$1,5 . R_0$	0,505	0,505	0,133				
$2,0.R_0$	0,605	0,600					

Tabela 5.3 - Tempo crítico de eliminação da falta para diferentes controladores.

Caso (b): neste caso, a falta é eliminada em 135 ms. Na Figura 5.14, apresenta-se a resposta da tensão terminal do sistema com e sem controle discreto da resistência do rotor, assim como os instantes de chaveamento. Verifica-se que este é um caso estável mesmo sem o controle da resistência. Além disso, quando a velocidade do rotor é empregada para ativar o controlador, a resistência permanece desligada. Ao passo que no caso em que se usa a tensão terminal, a resistência externa é chaveada em operação duas vezes. Neste último caso, observa-se que a tensão se recupera mais rapidamente.



Figura 5.14 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 135 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso b).

5.3.4. Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações

Nesta seção, a estabilidade de tensão do sistema frente a pequenas perturbações é analisada através das curvas PVs do sistema. O controle de ângulo de passo foi desativado visto que o objetivo é determinar o impacto somente do controle discreto da resistência do rotor. As curvas PVs da barra de carga número 5 são mostradas na Figura 5.15. Verifica-se que o uso do controle discreto da resistência do rotor ativado por tensão terminal diminui ligeiramente a margem de estabilidade do sistema devido ao aumento da resistência do rotor e, por conseguinte, do aumento da velocidade do rotor em regime permanente, como discutido anteriormente. Por outro lado, quando o controlador discreto é ativado pela velocidade do rotor, a margem de estabilidade do sistema permanece inalterada. Isso ocorre, porque neste último caso, o controlador é ativado somente quando ocorre o último incremento que leva a perda da estabilidade devido ao aumento monotônico da velocidade do rotor.



Figura 5.15 – Curvas PVs da barra 5.

5.3.5. Gerador de indução com controle discreto da resistência do rotor e controle de ângulo de passo

O uso simultâneo do controle de ângulo e do controle discreto da resistência do rotor também foi investigado. A seguir, alguns resultados são discutidos do ponto de vista de variações na velocidade do vento e estabilidade frente a grandes e pequenas perturbações.

Perturbações na velocidade do vento: durante variações lineares da velocidade do vento assim como rajadas de vento, o controle discreto da resistência do rotor não atua. Portanto, essa forma de controle não tem influência na dinâmica do sistema para esse tipo de perturbação.

Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações: durante faltas, o uso simultâneo do controle discreto da resistência do rotor e do controle de ângulo permite que a tensão se recupere mais rapidamente. Os tempos críticos de eliminação da falta, excetuando o caso em que o sinal de entrada do controlador de ângulo é a potência elétrica, são maiores que 1 segundo.

Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações: o limite de estabilidade de tensão no caso em que o controle de ângulo e o controle discreto são empregados simultaneamente é similar ao caso em que somente o controlador de ângulo está presente. O controle discreto da resistência do rotor praticamente não tem influência sobre a margem de estabilidade do sistema neste caso.

Assim, conclui-se que no caso de geradores eólicos com controle de ângulo de passo, a metodologia de controle discreto da resistência do rotor não leva a uma melhora técnica suficiente para justificar o seu uso. Porém, no caso em que os geradores eólicos são equipados somente com o controle estol para diminuir custo, o uso do controle discreto da resistência do rotor permite aumentar consideravelmente a margem de estabilidade transitória do sistema. Neste caso, tal forma de controle pode ser justificável para que seja possível atender os requisitos mínimos de estabilidade exigido pelo operador do sistema ([39], [40]). Neste caso, os ganhos na margem de estabilidade são aqueles mostrados na Tabela 5.3.

5.4 Conclusões

As principais conclusões obtidas a partir dos resultados apresentados neste capítulo são:

- O uso do controle eletrônico da resistência do rotor por si não leva a uma melhora significante no desempenho energético de parques eólicos compostos por geradores de indução.
- O uso do controle eletrônico da resistência do rotor permite aumentar a margem de estabilidade transitória de sistemas com geradores de indução.

- A estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações pode ser afetada de forma negativa pelo controle eletrônico da resistência do rotor visto que no ponto de operação de regime permanente, a velocidade do rotor cresce com o aumento da resistência do rotor.
- O uso simultâneo de controle de ângulo de passo e do controle eletrônico da resistência do rotor usando a velocidade do rotor como variável de entrada para ambos os controladores permite amortecer consideravelmente os transitórios elétricos durante rajadas de vento e melhora a velocidade de resposta das tensões nodais durante faltas, sem prejudicar o desempenho energético ou diminuir a margem de estabilidade do sistema.
- O uso do controle discreto da resistência do rotor permite melhorar a margem de estabilidade transitória de sistemas com geradores de indução. Essa metodologia pode ser adequada para o uso em parques eólicos com controle estol devido a sua simplicidade e baixo custo.

6 GERADOR DE INDUÇÃO COM DUPLA ALIMENTAÇÃO

No Capítulo 3, observou-se que geradores de indução podem acelerar durante contingências e, por conseguinte, consumir uma grande quantidade de potência reativa, levando o sistema a um colapso de tensão. No Capítulo 4, verificou-se que é possível aumentar a margem de estabilidade de tensão de sistemas com geradores de indução através do uso de compensadores dinâmicos de potência reativa. Enquanto que, no Capítulo 5, o uso de uma resistência externa para controlar a aceleração do gerador durante faltas também mostrou ser um método que permite aumentar a margem de estabilidade transitória desses sistemas. Neste capítulo, investiga-se a utilização de geradores de indução com dupla alimentação ([1], [3], [6], [32], [49]-[59]). Tal metodologia permite realizar compensação dinâmica de potência reativa e controlar a aceleração do rotor simultaneamente. O princípio de funcionamento dessa tecnologia, o controlador adotado aqui e o modelo computacional implementado são discutidos a seguir. O desempenho desses geradores durante perturbações eólicas e elétricas é analisado na seqüência.

6.1 Controle de gerador de indução com dupla alimentação

O gerador de indução com dupla alimentação é baseado em máquinas de indução com o rotor bobinado. O estator da máquina é conectado diretamente na rede elétrica e o rotor é alimentado através de dois conversores de potência. Um dos conversores é conectado na rede e o outro é conectado nos enrolamentos do rotor, sendo que os dois conversores são interligados através de um capacitor de corrente contínua. O diagrama esquemático de um gerador de indução com dupla alimentação é mostrado na Figura 6.1. Atualmente, na maioria dos casos, os conversores são constituídos por IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). Isso permite a operação nos quatro quadrantes e, por conseguinte, obter uma maior controlabilidade do fluxo de potência reativa trocado entre os conversores, o gerador e a rede elétrica ([1], [3]). Tipicamente, a capacidade de potência desses conversores é fixada em no máximo 25% da capacidade do gerador de indução.



Figura 6.1 - Gerador de indução com dupla alimentação.

Essa configuração permite a adoção de uma grande diversidade de estratégias de controle ([1], [3], [6], [32], [49]-[59]). Contudo, uma estratégia de controle típica objetiva melhorar a performance energética do sistema para baixos valores de velocidade do vento e fornecer suporte de potência reativa para o sistema ([3]). Esse é o tipo de estratégia adotada neste trabalho. Nesse caso, simplificadamente, as funções dos conversores C1 e C2 são:

- Variando a tensão que o conversor C1 aplica no rotor, é possível controlar a velocidade do rotor e a potência reativa injetada/consumida pelo gerador através do estator.
- Variando a tensão alternada na saída do conversor C2, é possível realizar compensação de potência reativa e manter constante a tensão do capacitor de corrente contínua. Além disso, a potência ativa consumida/fornecida pelo rotor é transferida para a rede elétrica através desse conversor.

Portanto, verifica-se que, neste caso, o gerador pode fornecer potência elétrica para rede através do estator e simultaneamente fornecer ou consumir potência elétrica através do rotor. De forma simplificada, negligenciando-se as perdas, em regime permanente as relações entre potência elétrica e mecânica são dadas por:

$$P_s = \frac{P_m}{(1-s)} \tag{6.1}$$

$$P_r = -sP_s \tag{6.2}$$

$$P_T = P_s + P_r \tag{6.3}$$

sendo:

- P_m = potência mecânica (pu).
- P_s = potência elétrica injetada pelo estator (pu).
- P_r = potência elétrica injetada/consumida pelo rotor (pu).
- P_T = potência elétrica total fornecida pelo gerador (pu).
- $s = (1 \omega_r) = \text{escorregamento (pu)}.$
- ω_r = velocidade do rotor (pu).

Assim, é possível verificar que para velocidades sobressíncronas (s < 0) o rotor fornece potência elétrica para rede, ao passo que para velocidades subssíncronas (s > 0) o rotor consome potência a partir da rede.

Contudo, o uso de geradores de indução com dupla alimentação em parques eólicos, do ponto de vista energético, é principalmente baseado na possibilidade de modificar o

coeficiente de potência C_p para baixos valores de velocidade de vento através da variação da velocidade do rotor. O coeficiente de potência da turbina eólica depende da relação linear de velocidade λ . Assim, quando a velocidade do vento diminui, é possível modificar a velocidade do rotor através do controle da tensão aplicada pelo conversor C1, modificando a relação linear de velocidade, de forma a maximizar o coeficiente de potência. Com isso, melhora-se o desempenho energético do gerador eólico. No caso de valores elevados de velocidade do vento, a velocidade do rotor é mantida constante e o excesso de potência mecânica existente nas forças do vento é dissipado pelo controle de ângulo de passo. Isso diminui o carregamento dos conversores, tornando o controlador mais barato.

Essa estratégia pode ser melhor explicada através da Figura 6.2. Neste exemplo, quando o valor da velocidade do vento é maior que 10 m/s, o conversor C1 conectado ao rotor do gerador atua de forma a manter velocidade do rotor constante e o excesso de potência mecânica extraída das forças do vento é dissipado pelo controle de ângulo de passo, como discutido no Capítulo 3. Se a velocidade do vento torna-se menor que 10 m/s, o controlador de ângulo fixa o valor do ângulo de passo em 0 grau para maximizar a potência mecânica extraída das forças do vento. Portanto, não é possível aumentar o coeficiente de potência através do controle de ângulo visto que a variável de controle (ângulo de passo) já se encontra no seu limite. Porém, é possível aumentar o coeficiente de potência alterando-se a velocidade do rotor através do controle adequado do conversor C1. A seguir, explica-se como a velocidade de referência do rotor é calculada nesse caso.



Figura 6.2 – Característica potência mecânica-velocidade do gerador de indução com dupla alimentação.

Quando a velocidade do vento é menor que 10 m/s (na realidade 10,08 m/s no caso da turbina analisada neste trabalho) e o ângulo de passo β é zero, a velocidade de referência do rotor ω_r^* , para ser usada como entrada para o controlador do conversor C1, é calculada como segue. O coeficiente de potência para obter um determinado valor de potência mecânica P_m^* pode ser calculado por:

$$C_{P}^{*} = \frac{2P_{m}^{*}}{A\rho V^{3}}$$
(6.4)

A expressão acima foi obtida a partir da equação (2.23). Assim, considerando que se deseja obter potência mecânica nominal (1 pu), o valor de referência do coeficiente de potência pode ser calculado por:

$$C_p^* = \min\left\{C_p^{\max}; \frac{2}{V^3 \rho A}\right\}$$
(6.5)

Na expressão acima, o valor máximo do coeficiente C_P^{max} é determinado para cada turbina, sendo que este valor usualmente é fornecido pelo fabricante. Um conjunto de pontos relacionando C_P e λ pode ser obtido usando a expressão (2.24) para β igual a zero. Portanto, é possível determinar um valor de referência da relação linear de velocidade λ^* de forma a se obter C_P^* . Então basta determinar a velocidade de referência do rotor usando a expressão a seguir:

$$\omega_r^* = \min\left\{\omega_r^{\max}; \frac{\lambda^* V}{A}\right\}$$
(6.6)

Na expressão acima, o valor máximo de velocidade do rotor ω_r^{max} é determinado em função do limite de potência dos conversores C1 e C2 e também do projeto mecânico da turbina. Com o valor de referência de velocidade do rotor, calcula-se a tensão desejada na saída do conversor C1.

O controlador do conversor C1 adotado neste trabalho é mostrado na Figura 6.3, incluindo o regulador de potência reativa. A velocidade do rotor ω_r é medida e comparada com a referência ω_r^* , a qual é calculada como discutido acima. O erro é processado por um regulador PI. A saída desse regulador fornece a corrente de referência de eixo em quadratura i_{qr}^* desejada no rotor. Este valor de referência é comparado com a corrente de eixo em quadratura i_{qr} e processado por um regulador PI que fornece a tensão de referência de eixo em quadratura V_{qr}^* desejada no rotor. A segunda função do conversor C1 é manter a tensão terminal constante através do controle da troca de potência reativa do gerador com

a rede. Para isso, o valor *rms* da tensão terminal é medido e comparado com o valor de referência e o erro é processado por um regulador PI, fornecendo a corrente de referência de eixo direto i_{dr}^* desejada no rotor. Como no caso do DSTATCOM, este regulador tem uma característica de atuação em declive (*droop*), usualmente ±5%, que permite a tensão terminal variar ligeiramente. O valor de referência i_{dr}^* é comparado com a corrente de eixo direto i_{dr} e processado por um regulador PI, o qual fornece a tensão de referência de eixo direto V_{dr}^* desejada no rotor.



Figura 6.3 – Controlador do conversor conectado no rotor.

Na prática, a tensão trifásica senoidal desejada na saída do conversor C1 é determinada transformando-se os valores de tensão da estrutura de referência dq0 para a estrutura de referência abc. Porém, neste trabalho, os conversores foram considerados ideais, assim, os valores de $V_{qr}^* e V_{dr}^*$, obtidos na saída do controlador da Figura 6.3, foram utilizados diretamente nas equações que representam o gerador de indução (expressões (2.2) a (2.19)). Além disso, considerou-se que a tensão no capacitor de corrente contínua é constante. A função do conversor C2, neste trabalho, é permitir que a potência ativa consumida/fornecida pelo rotor seja transferida para a rede elétrica. Ou seja, tal conversor não realiza compensação de potência reativa. Assim, é possível diminuir a capacidade nominal dos conversores C1 e C2, sendo que a compensação de reativos é realizada através do estator da máquina. Neste caso, a capacidade de potência dos conversores C1 e C2 é definida em função do limite máximo de velocidade do rotor. Assim, simplificadamente, a partir da equação (6.2), se o limite de velocidade do rotor é fixado em 10%, por exemplo, a capacidade de potência nominal dos conversores C1 e C2 é de aproximadamente 10% do valor da capacidade do gerador.

Para que o modelo computacional seja completo é necessário considerar a troca de potência ativa entre o rotor do gerador e a rede elétrica de forma adequada. Isso foi implementado utilizando-se um conjunto de três fontes de corrente controláveis existentes na biblioteca do SimPowerSystems, as quais foram conectadas em derivação nos terminais do gerador. A magnitude e o ângulo de fase dessas fontes de corrente foram calculados como segue. A potência ativa injetada/consumida pelo rotor é dada por:

$$P_r = V_{ra}i_{ra} + V_{rd}i_{rd} \tag{6.7}$$

Assim cada fasor das fontes de corrente conectadas nos terminais do gerador pode ser calculado por:

$$\overline{i}_{a} = \frac{P_{r}}{3\|\overline{V}_{a}\|} \angle \overline{V}_{a} ; \ \overline{i}_{b} = \frac{P_{r}}{3\|\overline{V}_{b}\|} \angle \overline{V}_{b} ; \ \overline{i}_{c} = \frac{P_{r}}{3\|\overline{V}_{c}\|} \angle \overline{V}_{c}$$
(6.8)

sendo que o símbolo \angle indica ângulo do fasor, $\|\overline{V}_a\|$ indica módulo da tensão e \overline{V}_{abc} são os fasores das tensões nos terminais do gerador. Dessa forma, o modelo do gerador de indução com dupla alimentação torna-se completo.

6.2 Perturbações na velocidade do vento

Embora praticamente todas as turbinas eólicas com gerador de indução duplo alimentado sejam equipadas com controle de ângulo, inicialmente, esta forma de controle foi desabilitada para verificar somente a influência do uso da máquina com dupla alimentação no desempenho dinâmico do gerador.

O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema durante mudanças lineares na velocidade do vento, como descrita na Seção 2.6, é apresentado na Figura 6.4, considerando os casos com gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo (sem controle adicional) e com gerador de indução duplo alimentado. Verifica-se que essa forma de controle por si só, neste caso, não leva a uma melhora do desempenho energético do sistema. A potência elétrica injetada na rede em regime permanente é praticamente a mesma para os casos com e sem dupla alimentação (Figura 6.4(b)). Porém, nota-se que no caso com gerador duplo alimentado, a velocidade do rotor permanece constante, visto que a faixa de variação da velocidade do vento analisada está acima do limite em que o controle eletrônico de velocidade do rotor atua de forma a aumentar o coeficiente de potência, como discutido na seção anterior. Adicionalmente, observa-se que na presença do gerador com dupla alimentação a tensão terminal permanece constante em 1 pu durante todo o tempo.



Figura 6.4 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento.

Para ilustrar a atuação da estratégia de controle descrita anteriormente adotada para baixos valores de velocidade do vento, aplicou-se a variação na velocidade do vento representada na Figura 6.5. Inicialmente, a velocidade do vento é 10,08 m/s; em t = 5 segundos, a velocidade do vento é reduzida para 9,5 m/s. Neste caso, o sistema encontra-se na situação em que a velocidade de referência do rotor é modificada eletronicamente objetivando aumentar o coeficiente de potência (velocidades menores que 10,08 m/s). A resposta das principais variáveis do sistema considerando diferentes limites da velocidade máxima do rotor é apresentada na Figura 6.6. Neste caso, observa-se que há uma melhora no desempenho energético quando o gerador de indução é duplo alimentado. Quando a velocidade do vento cai para 9,5 m/s, no caso do gerador de indução com gaiola de esquilo, a potência elétrica gerada se mantém em 0,876 pu, ao passo que, usando o gerador com dupla alimentação, a potência elétrica gerada permanece em 0,920 pu, 0,940 pu e 0,941 pu para os casos em que a velocidade máxima do rotor é limitada em 10%, 20% e 25%. Isso pode representar um ganho considerável de geração ao longo de 1 ano.



Figura 6.5 - Variação linear da velocidade do vento.



(c) velocidade do rotor.

Figura 6.6 - Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento.

A resposta das principais variáveis durante rajadas de vento, como descrita na Seção 2.6, para os casos com gerador de indução com rotor do tipo gaiola de esquilo e com dupla alimentação é mostrada na Figura 6.7. Verifica-se que o uso de gerador de indução duplo alimentado consegue evitar que os transitórios na velocidade do vento se propaguem para a tensão terminal e a velocidade do rotor. Contudo, consideráveis transitórios na potência elétrica continuam presentes.



Figura 6.7 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante rajadas de vento.

6.3 Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações

As mesmas contingências analisadas nos capítulos anteriores são discutidas a seguir. Novamente, inicialmente, o controle de ângulo de passo foi desabilitado.

Caso (a): neste caso a falta é eliminada em 200 ms. O comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema é apresentado na Figura 6.8. Verifica-se que somente com o uso do gerador de indução com dupla alimentação o sistema apresenta uma resposta estável. Observa-se que com o uso do gerador duplo alimentado a aceleração do gerador é

bastante reduzida. Além disso, tal máquina injeta uma grande quantidade de potência reativa durante a falta, como pode ser constatado na Figura 6.8(d) através da inversão do fluxo no ramo 4-5, diminuindo consideravelmente o afundamento da tensão nesse período. A potência reativa consumida a partir do sistema antes e após a falta também é consideravelmente reduzida.



Figura 6.8 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a).

Várias simulações foram realizadas para determinar o tempo crítico de eliminação da falta. Os resultados são resumidos na Tabela 6.1. Verifica-se que o uso do gerador de indução com dupla alimentação aumenta consideravelmente o tempo crítico de eliminação da falta.

tempo crítico de eliminação da falta (segundo)					
gaiola de esquilo	duplo alimentado				
0,155	> 1				

Tabela 6.1 – Tempo crítico de eliminação da falta.

Caso (b): neste caso a falta é eliminada em 135 ms. A resposta das principais variáveis do sistema para esta contingência é apresentada na Figura 6.9. Este caso é estável mesmo quando o gerador de indução não possui controle adicional. Todavia, verifica-se que o afundamento de tensão durante a falta é bastante reduzido com o uso do gerador de indução com dupla alimentação. Além disso, a tensão se recupera mais rapidamente para 1 pu, ao passo que no caso com gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo, a tensão pós falta é 0,938 pu. Essa diferença ocorre devido aos diferentes valores de potência reativa injetada/consumida pelo gerador para cada caso. Observa-se também que no caso do gerador de indução duplo alimentado a variação de velocidade durante a falta é bastante reduzida.



Figura 6.9 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 135 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso b).

6.4 Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações

Nesta seção as curvas PVs da barra de carga número 5 são analisadas. Tais curvas são mostradas na Figura 6.10. Verifica-se que o uso do gerador de indução duplo alimentado aumenta consideravelmente a margem de estabilidade frente a pequenas perturbações do sistema. Além disso, o perfil da curva torna-se mais reto, indicando uma melhora na regulação de tensão do sistema.



Figura 6.10 - Curvas PVs da barra 5.

6.5 Gerador de indução com dupla alimentação e controle de ângulo de passo

Nesta seção o uso simultâneo do gerador de indução duplo alimentado com controle de ângulo de passo é analisado. Como nos demais capítulos, essa análise é realizada do ponto de vista de resposta do sistema para variações na velocidade do vento e perturbações elétricas.

Perturbações na velocidade do vento: a resposta do sistema durante variações lineares da velocidade do vento é apresentada na Figura 6.11. Verifica-se que nos casos em

que o controle de ângulo de passo emprega como sinal de entrada a potência elétrica P_e ou o sinal combinado $P_e/V_T^*^2$, o sistema consegue gerar potência nominal para uma ampla faixa de variação da velocidade do vento. Adicionalmente, a tensão terminal permanece em 1 pu, a velocidade do rotor é mantida constante e os transitórios elétricos nos instantes de variação da velocidade do vento são bastante minimizados. Por outro lado, quando o controle de ângulo emprega a velocidade do rotor ω_r como variável de entrada, a potência nominal fornecida pelo gerador diminui e aumenta consideravelmente quando a velocidade do vento varia. Isso ocorre pois, neste caso, o controle de ângulo não atua e a máquina comporta-se como se fosse equipada apenas com o controle eletrônico. A resposta do controle eletrônico do conversor é muito mais rápida que a resposta do controle mecânico das hélices da turbina, assim o primeiro age de forma praticamente instantânea fixando a velocidade do rotor e, por conseguinte, o controle mecânico torna-se inoperante. Portanto, não é aconselhável do ponto de vista energético empregar ambos os controladores usando a velocidade do rotor como variável de entrada.



Figura 6.11 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante variações lineares na velocidade do vento.

Na Figura 6.12, apresenta-se a resposta do sistema durante rajadas de vento. Verifica-se que, independentemente da variável de entrada empregada pelo controle de ângulo, a tensão terminal permanece constante em 1 pu. A velocidade do rotor também apresenta um comportamento constante. Porém, os transitórios na potência elétrica são eliminados somente quando o controlador de ângulo emprega a potência elétrica P_e ou o sinal combinado $P_e/V_T^*^2$ como variável de entrada.



Figura 6.12 - Resposta dinâmica das variáveis do sistema durante rajadas de vento.

Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações: na Figura 6.13, apresentase o comportamento dinâmico das principais variáveis do sistema no caso com o uso simultâneo do gerador com dupla alimentação e do controle de ângulo e a falta é eliminada em 200 ms. Verifica-se que o comportamento da tensão terminal assim como da velocidade do rotor é praticamente o mesmo para os casos com e sem controle de ângulo. Contudo, a resposta transitória da potência elétrica é ligeiramente diferente devido à atuação do controle de ângulo. Outro ponto importante é que, com o uso do gerador duplo alimentado, o sistema mecânico de controle do ângulo de passo é menos exigido quando comparado com o caso em que se emprega gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo (comparar com Figura 3.5).



Figura 6.13 – Resposta dinâmica das variáveis do sistema para um curto-circuito na barra 4 eliminado em 200 ms com a desconexão do ramo 2-4 (Caso a).

Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações: as curvas PVs da barra 5, para os casos com e sem controle de ângulo considerando um gerador de indução duplo alimentado, são mostradas na Figura 6.14. Observa-se que para todos os casos a margem de estabilidade do sistema é a mesma. Isso ocorre porque o aumento da margem de estabilidade é devido principalmente ao uso do gerador com dupla alimentação.



Figura 6.14 – Curvas PVs da barra 5.

6.6 Conclusões

As principais conclusões obtidas a partir dos resultados apresentados neste capítulo são:

- O uso do gerador duplo alimentado com a estratégia de controle adotada neste trabalho permite a uma melhora no desempenho energético nos casos de baixos valores de velocidades do vento. Contudo, tal metodologia por si só não permite melhorar o desempenho energético para uma faixa maior de variação de velocidade do vento.
- O uso do gerador de indução duplo alimentado permite manter a tensão terminal em 1 pu durante transitórios na velocidade do vento, inclusive durante rajadas.
- O uso do gerador de indução duplo alimentado permite aumentar consideravelmente a margem de estabilidade transitória do sistema. Além disso, o afundamento de tensão durante faltas é bastante reduzido.

- O uso do gerador de indução duplo alimentado possibilita aumentar consideravelmente a margem de estabilidade frente a pequenas perturbações do sistema.
- O uso simultâneo do gerador de indução duplo alimentado e controle de ângulo permite melhorar o desempenho energético do sistema perante uma ampla faixa de variação da velocidade do vento desde que a variável de entrada do controlador de ângulo seja a potência elétrica P_e ou o sinal combinado $P_e/V_T^*^2$.
- A margem de estabilidade do sistema frente a grandes ou pequenas perturbações pode ser aumentada de forma considerável empregando-se gerador de indução duplo alimentado e controle de ângulo simultaneamente.

7 CONCLUSÕES

Embora diversas conclusões obtidas com o desenvolvimento deste trabalho tenham sido discutidas ao final de cada capítulo, a seguir, as principais conclusões são apresentadas de forma simplificada para permitir uma visão de conjunto. Finalmente, inclui-se algumas recomendações para trabalhos futuros.

Variações da velocidade do vento:

- No caso do gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo e compensação via banco de capacitores, do ponto de vista energético, considerando variações lineares na velocidade do vento, verificou-se que o uso do controle de ângulo de passo utilizando qualquer um dos três sinais investigados neste trabalho permite maximizar a geração de energia elétrica para uma ampla faixa de valores de velocidade do vento. Porém, o uso da potência elétrica como variável de entrada influencia de forma adversa a estabilidade transitória do sistema, assim é desaconselhável o emprego deste sinal. O uso do sinal combinado P_e/V_T^* fornece informações sobre o desempenho energético e de estabilidade de tensão do sistema, além disso, esse sinal é mais simples de ser medido do que o sinal velocidade do rotor. Portanto, os resultados mostram que o sinal mais indicado para ser utilizado como entrada do controle de ângulo no caso de gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo e compensação via banco de capacitores é o sinal combinado P_e/V_T^* . Observa-se também que neste caso, durante rajadas de vento, o controle de ângulo de passo não consegue evitar que a perturbação eólica se propague para as variáveis elétricas.
- No caso de gerador de indução com controle eletrônico da resistência do rotor e controle de ângulo de passo, quando ambos os controladores empregam a velocidade do rotor como variável de entrada é possível maximizar a geração para uma ampla faixa de valores de velocidade do vento e amortecer consideravelmente os transitórios elétricos durante rajadas de vento.
- No caso do gerador de indução com dupla alimentação, verificou-se que o uso do controle de ângulo empregando o sinal combinado P_e/V_T^{*2} permite maximizar a geração de energia elétrica para uma ampla faixa de velocidade do vento e simultaneamente eliminar os transitórios elétricos durante rajadas de vento.

Estabilidade de tensão frente a grandes perturbações:

• No caso do gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo e compensação via banco de capacitores, verificou-se que o uso do controle de ângulo de passo permite aumentar a margem de estabilidade transitória do sistema se a variável

de entrada empregada é a velocidade do rotor ou o sinal combinado P_e/V_T^{*2} . Por outro lado, o uso da potência elétrica como sinal de entrada afeta de forma adversa a margem de estabilidade transitória do sistema.

- No caso de gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo, o uso de dispositivos de compensação dinâmica de potência reativa permite aumentar a margem de estabilidade do sistema quando comparado com o caso em que se emprega banco fixo de capacitores e a turbina eólica não é equipada com controle de ângulo de passo. Neste caso, é preferível que o DSTATCOM seja controlado como um regulador de tensão para maximizar o aumento da margem de estabilidade transitória.
- O uso do controle eletrônico da resistência do rotor permite aumentar a margem de estabilidade do sistema quando comparado com o caso com gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo e turbina eólica sem controle de ângulo.
- O uso do controle discreto da resistência do rotor mostrou ser uma alternativa adequada para garantir que o parque eólico atenda os requisitos mínimos de estabilidade impostos pelos órgãos de regulamentação com baixo custo no caso em que a turbina eólica não possui controle de ângulo.
- O uso do gerador de indução com dupla alimentação permite aumentar consideravelmente a margem de estabilidade transitória do sistema. Além disso, essa tecnologia permite reduzir consideravelmente o afundamento da tensão durante faltas.
- Na Figura 7.1, compara-se o afundamento de tensão que ocorre devido a uma falta na barra 4 eliminada em 350 ms através da desconexão do ramos 2-4 perante o uso de diferentes tecnologias. Em todos os casos, a turbina eólica é equipada com controle de ângulo e a variável de entrada deste controlador é especificada na legenda. Verifica-se que o uso do gerador de indução duplo alimentado leva a uma maior redução no afundamento de tensão entre todas as tecnologias analisadas neste trabalho.



Figura 7.1 – Análise comparativa do afundamento de tensão usando diferentes tecnologias – falta eliminada em 350 ms.

Estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações:

- A análise de estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações de sistema com geradores de indução não deve ser realizada através da representação desses geradores como barras PQs simples. É necessário levar em consideração o comportamento do escorregamento do rotor que é fortemente influenciado pela tensão terminal.
- No caso de gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo e compensação via banco fixo de capacitores, o uso do controle de ângulo de passo empregando a velocidade do rotor como variável de entrada permite aumentar a margem de estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações do sistema.
- No caso de gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo, o uso do DSTATCOM permite aumentar a margem de estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações do sistema.
- O uso do controle eletrônico ou discreto da resistência do rotor pode diminuir a margem de estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações do sistema.

- O uso do gerador de indução com dupla alimentação permite aumentar consideravelmente a margem de estabilidade de tensão frente a pequenas perturbações do sistema.
- Na Figura 7.2, compara-se as curvas PVs perante o uso de diferentes tecnologias. Em todos os casos, a turbina eólica é equipada com controle de ângulo e a variável de entrada deste controlador é especificada na legenda. Verifica-se que o uso do gerador de indução duplo alimentado corresponde ao maior ganho na margem de estabilidade do sistema.



Figura 7.2 – Curvas PVs da barra 5.

O grande número de resultados obtidos nesta dissertação foi resumido de forma esquemática na Tabela 7.1, possibilitando uma visão global. A tabela foi organizada de forma a qualificar os impactos das tecnologias analisadas considerando as distintas questões técnicas investigadas. O caso sem controle de ângulo de passo e com gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo e compensação via banco fixo de capacitor é empregado como base para efeitos de comparação. A utilização do controle de ângulo, no caso da compensação dinâmica de reativos e da variação da resistência do rotor, não é demonstrada na tabela, porém os resultados obtidos com o gerador de indução com compensação fixa de potência reativa com controle de ângulo podem ser estendidos para esses casos. Na legenda da tabela, a bola preta indica que a utilização da tecnologia piora o desempenho do sistema considerando questão técnica analisada. Enquanto que o uso do

traço "—" indica que a tecnologia utilizada não piorou nem melhorou a resposta das variáveis do sistema (tensão terminal, potência elétrica e velocidade do rotor) frente à perturbação analisada. Por outro lado, a bola transparente quantifica a melhoria obtida pelo uso das tecnologias analisadas nessa dissertação, tendo como máximo a melhoria obtida para o caso com o gerador duplo alimento (três bolas transparentes). Como essa análise é qualitativa, não se levou em conta valores exatos, a preocupação maior foi ordenar o desempenho das tecnologias entre si.

		com	pensaçã	o fixa e	cc	compensação		1	resistência			duplo alimentado			
tecnolog	gias	cont	trole de	ângulo		dinâmio	ca	ele	variáv	el		Control	e de âng	ulo	
		Pe	ω _r	P_e/V_t^2	SVC	DSTA V _t	TCOM FP	- P _e	ω _r	P_e/V_t^2	sem	Pe	ω _r	P_e/V_t^2	
perturbações	linear	Ο	0	0							*	∞	*	∞	
de do vento	rajadas								Ο + ω _r		*	∞	*	∞	
perturbações	grande	•	ക	ക	0	∞	Oo	ക	ക	ർ	ക	ക	ക	&	
na rede elétrica	peque- na	•	∞	0	∞	ക	ക		•	•	ക	ക	ക	℅	
	ı		1		1							-	1		

Tabela 7.1 – Análise comparativa entre as tecnologias estudas.

Piora — Indiferente — * Indiferente apenas para a variável potência elétrica **O** Melhora **O** Melhora apenas para o caso em conjunto com controle de ângulo baseado na velocidade do rotor + ω_r

7.1 Sugestões para trabalhos futuros

O estudo dos seguintes tópicos é sugerido para o desenvolvimento de trabalhos futuros:

- Estudo do uso de gerador de indução duplo alimentado controlado através de técnicas de controle vetorial para melhorar a velocidade da resposta transitória.
- Estudo do uso do gerador de indução com o estator conectado na rede elétrica através de dois conversores ligados *back-to-back*.
- Estudo do uso do gerador síncrono com rotor com eletroímã e com o estator conectado na rede elétrica através de dois conversores ligados *back-to-back*.
- Estudo do uso do gerador síncrono com rotor de imã permanente e com o estator conectado na rede elétrica através de dois conversores ligados *back-to-back*.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Heier, *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*, 1 ed., John Wiley & Sons Inc., 1998.
- [2] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen e G. Strbac, *Embedded Generation*, 1 ed., The Institute of Electrical Engineers, 2000.
- [3] Cigré Task Force 38.01.10, "Modeling new forms of generation and storage", *Relatório Técnico*, Cigré, 2001.
- [4] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins e E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*, 1 ed., John Wiley & Sons, 2001.
- [5] European Wind Energy Association, "Record Growth for Global Wind Power in 2002", *Relatório Técnico*, European Wind Energy Association, 2003.
- [6] V. Akhmatov, "Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power", *Tese de doutoramento*, Technical University of Denmark, 2003.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em: http://www.aneel.gov.br/. Acessado em: 10 de junho 2004.
- [8] E. Acha, V. G. Agelidis, O. Anaya-Lara e T. J. E. Miller, T. J. E.; *Power Electronic Control in Electrical Systems*, 1 ed., Oxford: Newnes, 2002.
- [9] N. G. Hingorani e L. Gyuyi, Understanding FACTS, Concepts and Technology of *Flexible AC Transmission Systems*, 1 ed., Institute of Electrical and Electronic Engineers Press Inc, 1999.
- [10] Y. H. Song e A. T. Johns, *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*, 1 ed., Institute of Electrical Engineers, 1999.
- [11] K. H. Sobrink, N. Jenkins, F. C. A. Schettler, J. Pedersen, K. O. H. Pedersen, and K. Bergmann, "Reactive power compensation of a 24 MW wind farm using a 12-pulse voltage source converter," in CIGRÉ International Conference on Large High Voltage Electric Systems, 1998.
- [12] K. H. Sobrink, R. Stöber, F. Schettler, K. Bergmann, N. Jenkins, J. Ekanayabe, Z. Saad-Saoud, M. L. Lisboa, G. Strbac, J. K. Pedersen e K. O. H. Pedersen, *Power Quality Improvements of Wind Farms*, Eltra Information, 1998.
- [13] TransÉnergie Technologies, SimPowerSystems User's Guide, Manual do usuário, 2004.
- [14] C.-T. Chen, *Linear System Theory and Design*, 3 ed., Oxford University Press, 1999
- [15] P. Kundur, Power System Stability and Control, 1 ed., McGraw-Hill Inc, 1994.
- [16] J. Arrillaga e N. R. Watson, Computer Modelling of Electrical Power Systems, 2 ed., John Wiley & Sons Inc., 2001.
- [17] J. B. Dabney e T. L. Harman, *Mastering Simulink*, 1 ed., Prentice Hall, 2003.

- [18] L. F. Shampine, *Numerical Solution of Ordinary Differential Equations*, 1 ed., Chapman & Hall, 1994.
- [19] P. C. Krause, Analysis of electric machinery, 1ed., McGraw-Hill, 1986.
- [20] P.C. Sen, Principles of Electric Machines and Power Electronics, 2 ed., John Wiley & Sons, 1997.
- [21] IEEE Task Force, "Load representation for dynamic performance analysis", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 472-482, 1993.
- [22] V. Akhmatov, "On mechanical excitation of electricity producing wind turbines at grids faults", *Wind Engineering*, vol. 127, no. 4, pp. 257-272, 2003.
- [23] J. Usaola, P. Ledesma, J. M. Rodríguez e J. L. Fernandez, "Transient stability studies in grids with great wind power penetration", in *IEEE/PES General Meeting*, 2003.
- [24] J. K. Pedersen, M. Akke, N. K. Poulsen, K. O. H. Pedersen, "Analysis of wind farm experiment", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 15, no. 1, pp. 110-115, 2000.
- [25] G. L. Johnson, *Wind Energy Systems*, Edição eletrônica, Disponível em: http://www.eece.ksu.edu/~gjohnson/. Acessado em 10 de junho de 2003.
- [26] G. Wasynczuk, D. T. Man e J. P. Sulivan, "Dynamic behavior of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 100, no. 6, 1981.
- [27] A. Murdoch, J. R. Winkleman, S. H. Javid e R. S. Barton, "Control design and performance analysis of a 6 MW wind turbine-generator", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 102, no. 5, 1983
- [28] E. S. Abdin e W. Xu, "Control design and dynamic performance analysis of a wind turbine-induction generator unit", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 15, no. 1, pp. 91-96, 2000.
- [29] Danish Wind Industry Association. Disponível em: http://www.windpower.org/. Acessado em: 11 dezembro 2003.
- [30] V. Akhmatov, H. Knudsen, A. H. Nielsen, J. K. Pedersen e N. K. Poulsen, "Modelling and transient stability of large wind farms", *International Journal on Electrical Power and Energy Systems*, vol. 25, pp. 123-144, 2003.
- [31] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), *Energia Eólica: Princípios e Aplicações*, CEPEL, Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br. Acessado em: 25 janeiro de 2003.
- [32] J. G. Slootweg, Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics, *Tese de doutoramento*, Technical University of Delft, 2003.
- [33] W. Freitas, A. Morelato e W. Xu, "Improvement of induction generator stability using braking resistors", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1247-1249, 2004.

- [34] M. G. Simões e F. A. Farret, *Renewable Energy Systems: Design and Analysis with Induction Generators*, CRC Press, 2004.
- [35] W. Freitas, E. Asada, A. Morelato e W. Xu, "Dynamic improvement of induction generators connected to distribution systems using a DSTATCOM", in *IEEE-PES/CSEE International Conference on Power System Technology* (PowerCon2002), 2002.
- [36] L. Holdsworth, N. Jenkins e G. Strbac, "Electrical stability of large offshore wind farms", in *IEE Conference on AC-DC Power Transmission*, pp. 156-161, 2001.
- [37] V. Akmatov, H. Knudsen, M. Bruntt, A. H. Nielsen, J. K. Pedersen e N. K. Poulsen, "A Dynamic stability limit of a grid-connected induction generators", in Proceedings of the IASTED International Conference on Power and Energy Systems, Espanha, 2000.
- [38] V. Akmatov, H. Knudsen e A. H. Nielsen, "Advanced simulation of windmills in the electrical power supply", International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 22, pp. 421-434, 2000.
- [39] ELTRA Transmission System Planning, "Specifications for Connecting Wind Farms to the Transmission Network", 2a. Ed., ELT1999-41 1a, 2000.
- [40] G. C. Paap, F. Jansen e F. K. A. M. Wiercx, "The Influence of voltage sags on the stability of 10 kV distribution networks with large-scale dispersed co-generation and wind generators, in 16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, 2001.
- [41] Z. Saad-Saoud, M. L. Lisboa, J. B. Ekanayake, N. Jenkins e G. Strbac, "Application of STATCOMs to wind farms", *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 5, pp. 511-516, 1999.
- [42] M. L. Lisboa, Z. Saad-Saoud, J. Ekanayake, H. Jenkins e G. Strbac, "Melhoria da qualidade de energia em fazendas eólicas com o uso de STATCOM", in XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1999.
- [43] B. Singh, S. S. Murthy e S. Gupta, "STATCOM based voltage regulator for selfexcited induction generator feeding non-linear loads", in 29th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON), 2003.
- [44] B. Singh, S. S. Murthy e S. Gupta, "Modelling and analysis of STATCOM based voltage regulator for self-excited induction generator with unbalanced loads", in *Conference on Convergent Technologies for Asia-Pacific Region* (TENCON), 2003.
- [45] T. J. Miller, *Reactive power control in electric systems*, Wiley, 1982.
- [46] W. Freitas, A. Morelato, W. Xu e F. Sato, "Impacts of AC generators and DSTATCOM devices on the dynamic performance of distribution systems", aceito para publicação no *IEEE Transactions on Power Delivery*, (TPWRD-00118-2003), 2003

- [47] L. Holdsworth, N. Jenkins e G. Strbac, "Electrical stability of large, offshore wind farms", in *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission IEE*, 2001.
- [48] Vestas Wind Systems A/S, Disponível em: http://www.vestas.com/. Acessado em: 10 de junho 2004.
- [49] L. Holdsworth, X. G. Wu, J. B. Ekanayabe e N. Jenkins, "Comparison of fixed and doubly-fed induction wind turbines during power systems disturbances", *IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, pp. 343-352, 2003.
- [50] J. E. Ekanayabe, L. Holdsworth e N. Jenkins, "Control of DFIG wind turbines", *Power Engineering Magazine*, pp. 28-32, 2003.
- [51] J. B. Ekanayabe, L. Holdsworth, X. G. Wu e N. Jenkins, "Dynamic modelling of doubly fed induction generator wind turbines", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, pp. 803-809, 2003.
- [52] J. G. Slootweg, S. W. H. Haan, H. Polinder e W. L. Kling, "General models for representing variable speed wind turbines in power system dynamics simulations", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, pp. 144-151, 2003.
- [53] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza e J. R. Saenz, "Modeling and control of a wind turbine driven doubly fed induction generator", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, pp. 194–204, 2003.
- [54] V. Akhmatov, "Variable-speed wind turbines doubly-fed induction generators part II: Power system stability", *Wind Engineering Journal*, vol. 26, pp. 171–188, 2002.
- [55] V. Akhmatov, "Variable-speed wind turbines with doubly-fed induction generators part III: Model with the back-to-back converters", *Wind Engineering Journal*, vol. 27, pp. 79–91, 2003.
- [56] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza, J. R. Saenz e J. L. Berasategui, "Reactive power control of a wind farm made up with doubly fed induction generators (I)", in *IEEE Power Tech Conference*, 2001.
- [57] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza, J. R. Saenz e J. L. Berasategui, "Reactive power control of a wind farm made up with doubly fed induction generators (II)", in *IEEE Power Tech Conference*, 2001.
- [58] E. Muljadi e C. P. Butterfield, "Pitch-controlled variable-speed wind turbine generation", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 37, pp. 240–246, 2001.
- [59] S. Muller, M. Deicke e R. W. Doncker, "Doubly fed induction generator systems for wind turbines", *IEEE Industry Applications Magazine*, pp. 26–33, 2002.

A DIVULGAÇÃO DA PESQUISA

Durante o desenvolvimento desta dissertação de mestrado os seguintes trabalhos científicos foram elaborados:

- [1] M. B. C. Salles, W. Freitas e A. Morelato, "Análise dinâmica de geradores eólicos conectados diretamente em sistemas de distribuição", Fifth Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, São Pedro, 2003.
- [2] M. B. C. Salles, W. Freitas e A. Morelato, "Comparative Analysis between SVC and DSTATCOM Devices for Improvement of Induction Generator Stability", 12th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference - MELECON, Croácia, 2004.
- [3] M. B. C. Salles, W. Freitas, J. C. M. Vieira Jr., A. Morelato e L. C. P. da Silva, "Rotor resistance control to improve the voltage stability performance of induction machinebased wind power generators", aceito para apresentação na VI Conferência Internacional de Aplicações Industriais (VI INDUSCON), Joinville, 2004.
- [4] W. Freitas, M. B. C. Salles, J. Carlos M. Vieira Jr. e A. Morelato, "Interações dinâmicas entre dispositivos DSTATCOM e geradores de corrente alternada conectados em redes de distribuição de energia elétrica", aceito para apresentação no XV Congresso Brasileiro de Automática, Gramado, 2004.
- [5] W. Freitas, M. B. C. Salles, J. C. M. Vieira, A. Morelato, L. C. P. da Silva e V. F. da Costa, "Impacts of dynamic reactive power compensation devices on the performance of wind power generators", submetido para publicação na Special Issue on Reactive Compensation for Wind Farms of the International Journal of Energy Technology and Policy, 2004.

B DADOS DE SIMULAÇÃO

A seguir, apresentam-se os dados da rede elétrica empregada neste trabalho, assim como os parâmetros dos diversos controladores utilizados de forma a permitir que os resultados apresentados sejam facilmente reproduzidos.

B.1 Dados da rede elétrica



Figura B.1 - Diagrama unifilar do sistema teste.

- Dados da subestação:
 - Nível de curto-circuito: 1500 MVA
 - Reatância equivalente: 0,0308 H
 - o Tensão nominal: 132 kV
 - o Freqüência nominal: 60 Hz

número	Sn	$V_1(kV)$	R_1 (pu)	L_1 (pu)	$V_2 (kV)$	R ₂	L ₂ (pu)	Rm (pu)	Lm (pu)	tap
	(MVA)									
1	100	132	0,00	0,02	33	0,00	0,02	500	500	1,05
2	100	132	0,00	0,02	33	0,00	0,02	500	500	1,05
3	40	33	0,00	0,02	0,690	0,00	0,02	100	100	1,00

Tabela B.1 - Dados dos transformadores.

ramo	$R(\Omega)$	L (mH)
2-4	2,340	9,90
2-3	0,486	5,54
3-4	2,600	12,00
4-5	1,300	6,00
5-6	1,040	4,80

Tabela B.2 - Dados dos alimentadores.

Tabela B.3 - Dados das cargas.

barra	P (MW)	Q (MVAr)
2	58,0	12,0
3	6,0	2,0
4	24,0	5,0
5	12,0	3,0

Tabela B.4 - Dados dos gerador de indução.

Sn (MVA)	Vn (V)	Rs (pu)	Ls (pu)	<i>R'r</i> (pu)	<i>L'r</i> (pu)	Lm (pu)	H (s)	р
30,0	690	0,010	0,100	0,014	0,098	3,500	1,00	2

- Dados da turbina:
 - o Potência nominal: 30 MW
 - o Raio: 36 m
 - Relação da caixa de engrenagem: 1:83

B.2 Dados dos controladores

Tabela B.5 - Dados do regulador PI para os diferentes sinais empregado pelo controlador de ângulo de passo.

sinal de entrada	Кр	Ki
P_e	20	2
ω_r	1000	2
P_{e}/V_{T}^{*2}	20	2

Tabela B 6 - Dado	s do	regulador	Ы	do	SVC
Tabela D.0 - Dado	5 u0	regulation	11	uo	DVC

Кр	Ki	
200	0.1	
número do regulador	Кр	Ki
------------------------	------	-------
1	10,0	500,0
2	10,0	500,0
3	0,5	500,0
4	0,5	500,0

Tabela B.7 - Dados dos reguladores PI do DSTATCOM atuando como um controlador de tensão.

Tabela B.8 - Dados dos reguladores PI do DSTATCOM atuando como um controlador de fator de potência.

número do regulador	Кр	Ki
1	0,5	100,0
2	10,0	500,0
3	0,5	500,0
4	0,5	500,0

Tabela B.9 - Dados do regulador PI e da malha de realimentação do controlador eletrônico da resistência do rotor.

sinal de entrada	Кр	Ki	Kf	Tf
P_e	0,50	500,000	0,10	0,9
ω_r	60,00	1,000	0,01	0,9
P_{e}/V_{T}^{*2}	0,04	0,001	1,00	0,1

Tabela B.10 - Dados dos	reguladores PI do	gerador de induc	ão com dupla	alimentação.
				,

número do regulador	Кр	Ki
1	350,0	5
2	500,0	500
3	0,1	10
4	5,0	500