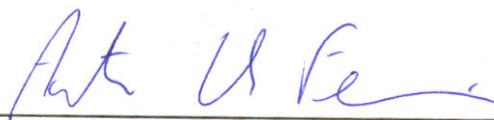


EFEITO DE DISTÚRBIOS NA MALHA PRINCIPAL SOBRE O DESEMPENHO DINÂMICO  
À FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL DE AEROGERADORES DE INDUÇÃO SIMPLES E  
AEROGERADORES DE INDUÇÃO DE DUPLA ALIMENTAÇÃO

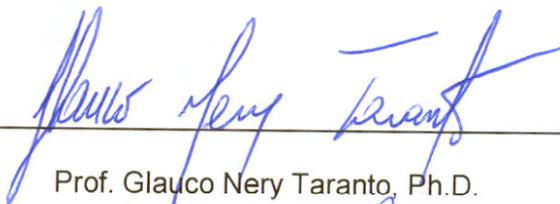
Leonardo Santos Ferreira

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS PROGRAMAS  
DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE  
JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO  
GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

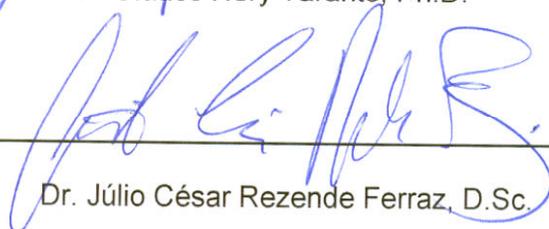
Aprovada por:



Prof. Antônio Carlos Ferreira, Ph.D.



Prof. Glauco Nery Taranto, Ph.D.



Dr. Júlio César Rezende Ferraz, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

ABRIL DE 2005

FERREIRA, LEONARDO SANTOS

Efeito de Distúrbios na Malha Principal  
Sobre o Desempenho Dinâmico à Freqüência  
Fundamental de Aerogeradores de Indução  
Simples e Aerogeradores de Indução de Dupla  
Alimentação.[Rio de Janeiro] 2005

XVI, 123 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ,  
M.Sc, Engenharia Elétrica, 2005)

Tese - Universidade Federal do Rio de  
Janeiro, COPPE

1. Energia Eólica
2. Aerogerador de Indução Ligado Diretamente à Rede
3. Aerogerador de Indução de Dupla Alimentação
4. Desempenho Dinâmico à Freqüência Fundamental

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

## **Agradecimentos**

A Deus, por me acompanhar e me ajudar em todos os momentos da minha vida.

A meus pais, Tarciso e Tuquinha, pelo amor incondicional e pelo apoio sempre demonstrados.

Ao meu orientador Antônio Carlos Ferreira pelo estímulo e ajuda.

Ao professor Alquindar de Souza Pedroso pelo desenvolvimento de idéias e iluminação das dúvidas.

Às minhas irmãs, Clarissa e Livia, pelo afeto e incentivo.

À Ana, pelo carinho e apoio, fundamentais ao longo desta caminhada.

Ao ONS pela oportunidade concedida.

Aos colegas de FURNAS, em especial a Pedro David, pela ajuda na finalização do trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

EFEITO DE DISTURBIOS NA MALHA PRINCIPAL SOBRE O DESEMPENHO DINÂMICO  
À FREQUÊNCIA FUNDAMENTAL DE AEROGERADORES DE INDUÇÃO SIMPLES E  
AEROGERADORES DE INDUÇÃO DE DUPLA ALIMENTAÇÃO

Leonardo Santos Ferreira

Abril/2005

Orientador: Antônio Carlos Ferreira

Programa: Engenharia Elétrica

O trabalho avalia o comportamento dos geradores eólicos, enfocando o desempenho dinâmico à frequência fundamental. São analisados, através de estudos de simulação, dois tipos diferentes de tecnologias de aerogeradores: aerogerador de indução ligado diretamente à rede e aerogerador de indução de dupla alimentação. Os estudos apontam os aspectos técnicos que devem ser avaliados, tanto do ponto de vista do aerogerador quanto da rede elétrica, na integração deste tipo de geração em sistemas elétricos de potência. São demonstrados, entre outras coisas, os efeitos da relação de curto-circuito no ponto de conexão à rede, das tensões do sistema e da velocidade do vento no comportamento dos aerogeradores. As diferenças entre as tecnologias de aerogeradores avaliadas são apresentadas e discutidas.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

EFFECT OF DISTURBANCES IN THE MAIN CIRCUIT UPON THE DYNAMIC PERFORMANCE AT THE FUNDAMENTAL FREQUENCY OF WIND POWER GENERATORS OF SIMPLE AND DOUBLY FED INDUCTION MACHINE TYPES

Leonardo Santos Ferreira

April/2005

Advisor: Antônio Carlos Ferreira

Department: Electrical Engineering

This work analyses the electrical performance of wind power generators, focusing their dynamic performance at the fundamental frequency. Two technologies are analyzed through power system simulation: squirrel cage induction machine and double fed induction machine. The study points out the technical aspects that shall be regarded when connecting these machines to a power system, analyzed from the viewpoint of the machine as well as from the viewpoint of the system where it is being connected. The effect of the short-circuit ratio, of the system voltage and wind speed upon the dynamic performance of wind power generators are shown, among other effects. The differences between the wind power technologies are presented, analyzed and discussed.

## Sumário

Capítulo 1	Introdução .....	1
1.1	Principais Fontes de Energia Elétrica Existentes .....	1
1.1.1	Fontes Convencionais de Energia .....	2
1.1.1.1	Carvão Mineral .....	2
1.1.1.2	Gás Natural .....	2
1.1.1.3	Petróleo .....	3
1.1.1.4	Nuclear .....	4
1.1.1.5	Hidráulica .....	4
1.1.2	Fontes Alternativas Renováveis .....	4
1.1.2.1	Biomassa .....	5
1.1.2.2	Solar .....	5
1.1.2.3	Eólica .....	5
1.2	Proposta da dissertação .....	7
1.3	Estrutura da Dissertação .....	7
Capítulo 2	Energia Eólica .....	9
2.1	Histórico da Utilização da Energia Eólica .....	9
2.2	Disponibilidade de Recursos .....	10
2.3	Potencial Eólico Brasileiro .....	11
2.4	Utilização da Energia Eólica no Mundo .....	13
2.5	Utilização da Energia Eólica no Brasil .....	14
2.6	Funcionamento da Turbina Eólica .....	15
2.7	O Aerogerador .....	16
2.7.1	Rotor .....	18
2.7.2	Sistema de Transmissão .....	19
2.7.3	Sistema de Conversão de Frequências .....	19

2.7.4	Gerador Elétrico .....	20
2.7.5	Sistema Mecânico de Freios.....	20
2.7.6	Sistema de Regulação de Potência por Variação do Ângulo das Pás .....	20
2.7.7	Sistema de Direcionamento .....	20
2.7.8	Torre de Sustentação.....	21
2.7.9	Sistema Local de Compensação Reativa .....	21
2.7.10	Sistema de Controle e Proteção .....	21
2.8	Tecnologias de Aerogeradores.....	21
2.8.1	Aerogeradores de Velocidade Constante .....	22
2.8.2	Aerogeradores de Velocidade Variável.....	23
2.9	Controle de Potência da Turbina .....	24
Capítulo 3	Impacto das Centrais Eólicas na Qualidade de Energia.....	26
3.1	Aspectos Relacionados à Qualidade de Energia.....	26
3.2	Avaliação da Operação em Regime Permanente.....	27
3.2.1	Variações Lentas de Tensão .....	27
3.2.2	Níveis de Curto-circuito.....	30
3.2.3	Sobrecargas na Rede .....	30
3.3	Avaliação da Operação em Regime Dinâmico .....	32
3.3.1	Variações Rápidas de Tensão – Flicker .....	32
3.3.1.1	Emissão de Flicker em Operação Normal (Contínua).....	33
3.3.1.2	Emissão de Flicker em Operação de Chaveamento.....	35
3.3.1.3	Afundamento de Tensão Devido a Operação de Chaveamento.....	37
3.3.2	Harmônicos.....	38
3.3.2.1	Determinação dos Níveis Toleráveis Para Distorção Harmônica de Tensão na Rede Receptora.....	38
3.3.2.2	Alocação de Limites de Distorção Harmônica de Tensão Às Instalações de Geração .....	39

3.3.2.3	Identificação e Compatibilização dos Limites Toleráveis Para as Correntes Harmônicas Injetadas Pelas Instalações Produtoras.....	39
Capítulo 4	Modelagem dos Geradores Eólicos .....	41
4.1	Tipos de Aero geradores e Programas de Simulação Utilizados .....	41
4.2	Modelo do Aero gerador com Gerador de Indução Ligado Diretamente à Rede.....	42
4.2.1	Máquina Primária .....	42
4.2.1.1	Turbina Eólica .....	43
4.2.1.2	Acoplamento Entre a Turbina e o Gerador .....	45
4.2.1.3	Gerador de Indução .....	47
4.3	Modelo do Aero gerador com Gerador de Dupla Alimentação .....	50
4.3.1	Máquina Primária .....	50
4.3.2	Gerador de Indução de Dupla Alimentação .....	50
4.3.2.1	Características .....	50
4.3.2.2	Modelagem do Gerador de Indução e do Conversor Conectado ao Rotor .....	53
4.3.3	Controle do Gerador de Indução de Dupla Alimentação .....	54
4.3.3.1	Controle do Conversor Ligado ao Rotor .....	55
4.3.3.2	Controle do Conversor Ligado à Rede.....	57
4.3.4	Controle de Potência da Turbina Eólica (MPT e Controle de Passo).....	59
4.3.5	Proteção.....	62
4.3.5.1	Sub/sobre-tensão .....	63
4.3.5.2	Sub/sobre-velocidade .....	63
4.3.5.3	Proteção de Sobrecorrente no Rotor (“Crow-Bar”) .....	64
Capítulo 5	Estudos de Simulação da Operação de um Aero gerador de Indução Ligado Diretamente à Rede.....	65
5.1	Sistema Elétrico Utilizado .....	65
5.2	Análise da Ligação do Aero gerador à Rede .....	66
5.2.1	Convenção de Torque.....	66

5.2.2	Influência da Velocidade do Gerador no Momento da Ligação .....	67
5.2.2.1	Ligação à Rede com Velocidade Zero .....	69
5.2.2.2	Ligação à Rede com Velocidades Próximas à Velocidade Síncrona.....	73
5.2.3	Influência da Relação de Curto-circuito na Ligação.....	79
5.2.4	Influência das Tensões da Rede na Ligação .....	84
5.2.5	Influência da Velocidade do Vento.....	85
5.3	Análise do Comportamento do Aerogerador em Situações de Faltas na Rede .	88
5.4	Análise do Comportamento do Aerogerador Durante Variações de Velocidade de Vento.....	93
5.4.1	Modelo de Velocidade do Vento .....	93
5.4.2	Variação da Velocidade do Vento – Degrau .....	94
5.4.3	Variação da Velocidade do Vento – Turbulência .....	97
5.4.4	Variação da Velocidade do Vento – Rajada .....	100
Capítulo 6	Compatibilização MATLAB e DIgSILENT e Simulações com o Aerogerador de Indução de Dupla Alimentação.....	104
6.1	Compatibilização MATLAB e DIgSILENT .....	104
6.1.1	Sistema Eletromecânico Utilizado nas Simulações com o Power Factory DIgSILENT .....	105
6.1.2	Análise do Comportamento do Aerogerador em Situações de Faltas na Rede Utilizando o Programa Power Factory DIgSILENT.....	105
6.2	Análise do Comportamento do Aerogerador de Dupla Alimentação em Situações de Faltas na Rede.....	110
6.3	Comparação do Desempenho do Aerogerador de Dupla Alimentação e do Aerogerador de Indução Ligado Diretamente à Rede .....	116
Capítulo 7	Conclusões .....	121
7.1	Principais Resultados .....	121
7.2	Sugestões de Pesquisa Futura .....	123

Referências Bibliográficas .....	124
Apêndice A – Parâmetros dos Sistemas Eletromecânicos .....	128

## Lista de Figuras

Figura 1. Atlas eólico do Brasil (dados preliminares de 1998) Fonte: CBEE, 1999. ....	12
Figura 2. Atlas eólico do Brasil (dados preliminares de 1998). Fonte: CRESESB/CEPEL .....	12
Figura 3 Previsão da Capacidade instalada no mundo .....	14
Figura 4. Sistema de forças num perfil de pá.....	16
Figura 5 Esquema de um aerogerador típico . ....	17
Figura 6. Exemplos de rotores eólicos .....	18
Figura 7. Desenvolvimento das turbinas eólicas ao longo dos anos .....	19
Figura 8. Esquema de um aerogerador de velocidade constante.....	22
Figura 9. Esquema de um aerogerador de velocidade variável com gerador de indução de dupla alimentação. ....	23
Figura 10. Esquema de um aerogerador de velocidade variável com gerador síncrono. ...	24
Figura 11. Regulação de potência com variação do ângulo das pás – potência da turbina versus velocidade do vento.....	25
Figura 12. Regulação de potência stol – potência da turbina versus velocidade do vento.	25
Figura 13. Esquema Equivalente para Análise Simplificada de Instalações de Geração Eólica Sobre Redes de Média Tensão .....	28
Figura 14. Característica de $C_p(\lambda, \beta)$ para o modelo do Power Factory .....	44
Figura 15 Característica da potência da turbina eólica para o modelo do MATLAB/Simulink .....	45
Figura 16. Modelo do acoplamento turbina – gerador no Power Factory.....	46
Figura 17. Sistema elétrico equivalente do gerador de indução – eixo q .....	47
Figura 18. Sistema elétrico equivalente do gerador de indução – eixo d .....	47
Figura 19. Diagrama do fluxo de potência no gerador de indução de dupla alimentação..	51
Figura 20. Sistema elétrico equivalente do gerador de indução de dupla alimentação – eixo q. ....	53

Figura 21. Sistema elétrico equivalente do gerador de indução de dupla alimentação – eixo d.....	53
Figura 22. Esquema de controle do gerador de indução de dupla alimentação no DIgSILENT. ....	55
Figura 23. Esquema de controle do conversor ligado ao rotor.....	56
Figura 24. Esquema de controle do conversor ligado à rede.....	58
Figura 25. Inicialização do modelo do aerogerador de dupla alimentação no DIgSILENT. ....	59
Figura 26. Característica de $C_p(\lambda, \beta)$ - detalhe do ponto de operação da turbina para $\beta = 0^\circ$ .....	60
Figura 27. Característica de máxima extração de potência do modelo DIgSILENT .....	61
Figura 28. Estratégia de controle de potência ativa do aerogerador.....	61
Figura 29. Diagrama de blocos do controle de ângulo das pás. ....	62
Figura 30. Diagrama do sistema elétrico utilizado nas simulações. ....	65
Figura 31. Representação da convenção mecânica do conjugado atuante na máquina. ..	67
Figura 32. Comportamento de torque x escorregamento da máquina .....	68
Figura 33. Comportamento de torque x escorregamento da máquina - detalhe .....	69
Figura 34. Comportamento de torque x escorregamento da máquina – ligação com velocidade inicial zero. ....	70
Figura 35. Comportamento de torque x tempo – ligação com velocidade inicial zero. ....	71
Figura 36. Potência de turbina e velocidade do rotor – ligação com velocidade inicial zero. ....	72
Figura 37. Potências ativa e reativa do gerador – ligação com velocidade inicial zero.....	72
Figura 38. Tensão e corrente do gerador – ligação com velocidade inicial zero.....	73
Figura 39. Velocidade do rotor para diferentes valores de velocidade de vento, no caso do gerador desconectado da rede.....	74
Figura 40. Comportamento de torque do aerogerador – influência da velocidade no instante de ligação.....	75

Figura 41. Torque de aceleração – influência da velocidade no instante de ligação. ....	75
Figura 42. Tensões e correntes do gerador – influência da velocidade no instante de ligação. ....	76
Figura 43. Comportamento de torque do aerogerador – influência da velocidade no instante de ligação.....	77
Figura 44. Torque de aceleração – influência da velocidade no instante de ligação. ....	77
Figura 45. Tensões e correntes do gerador – influência da velocidade no instante de ligação. ....	78
Figura 46. Escorregamento do gerador – influência da velocidade no instante de ligação. ....	79
Figura 47. Comportamento de torque x escorregamento da máquina para caso aproximado – influência da relação de curto-circuito. ....	80
Figura 48. Comportamento de torque – influência da relação de curto-circuito. ....	81
Figura 49. Velocidade do rotor – influência da relação de curto-circuito.....	81
Figura 50. Tensões e correntes do gerador – influência da relação de curto-circuito.....	82
Figura 51. Comportamento de torque – influência da relação de curto-circuito (Sinicial=0,03).....	83
Figura 52. Velocidade do rotor – influência da relação de curto-circuito (Sinicial=0,03)....	83
Figura 53. Tensões e correntes do gerador – influência da relação de curto-circuito (Sinicial=0,03).....	84
Figura 54. Comportamento de torque – influência da tensão na rede .....	85
Figura 55. Comportamento de torque x escorregamento da máquina – influência da velocidade do vento.....	86
Figura 56. Comportamento de torque – influência da velocidade do vento. ....	87
Figura 57. Potência da turbina e velocidade do rotor – influência da velocidade do vento. ....	87
Figura 58. Potências ativa e reativa do gerador – influência da velocidade do vento.....	88
Figura 59. Queda de tensão na barra infinita – simulação da falta. ....	89

Figura 60. Comportamento de torque em decorrência da falta. ....	90
Figura 61. Potência da turbina e velocidade do rotor em decorrência da falta. ....	90
Figura 62. Tensão e corrente do gerador em decorrência da falta. ....	91
Figura 63. Potências ativa e reativa do gerador em decorrência da falta ....	91
Figura 64. Exemplo ilustrativo – situação de falta. ....	92
Figura 65. Diagrama de blocos utilizado na simulação da variação de velocidade de vento. .....	94
Figura 66. Variação da velocidade do vento - degrau. ....	95
Figura 67. Comportamento de torque – degrau de vento.....	95
Figura 68. Torque de aceleração – degrau de vento.....	96
Figura 69. Tensões e correntes do gerador – degrau de vento. ....	96
Figura 70. Variação da velocidade do vento - turbulência.....	98
Figura 71. Comportamento de torque – turbulência.....	98
Figura 72. Velocidade do rotor – turbulência.....	99
Figura 73. Potências ativa e reativa do gerador – turbulência. ....	99
Figura 74. Tensões e correntes do gerador – turbulência.....	100
Figura 75. Variação da velocidade do vento - rajada. ....	101
Figura 76. Comportamento de torque – rajada.....	101
Figura 77. Velocidade do rotor – rajada. ....	102
Figura 78. Potência da turbina – rajada.....	102
Figura 79. Potências ativa e reativa do gerador – rajada. ....	103
Figura 80. Tensões e correntes do gerador – rajada. ....	103
Figura 81. Rede elétrica – diagrama unifilar no Power Factory DigSILENT. ....	105
Figura 82. Potência ativa do aerogerador [MW].....	106
Figura 83. Potência reativa do aerogerador [Mvar] .....	107
Figura 84. Tensões do aerogerador [p.u.] .....	107

Figura 85.Velocidade mecânica do aerogerador [p.u.].....	108
Figura 86.Potência ativa do aerogerador – comparação DIgSILENT e MATLAB/Simulink .....	109
Figura 87.Potência reativa do aerogerador – comparação DIgSILENT e MATLAB/Simulink .....	109
Figura 88.Tensão do aerogerador – comparação DIgSILENT e MATLAB/Simulink .....	110
Figura 89.Corrente do aerogerador – comparação DIgSILENT e MATLAB/Simulink .....	110
Figura 90. Rede elétrica – diagrama unifilar.....	111
Figura 91. Diagrama unifilar do aerogerador de dupla alimentação no DIgSILENT. ....	112
Figura 92. Queda de tensão na barra infinita – simulação da falta. ....	113
Figura 93.Potência ativa do aerogerador no ponto de medição 1 da figura 22 [MW]– aerogerador de dupla alimentação.....	114
Figura 94.Potência reativa do aerogerador no ponto de medição 1 da figura 22 [Mvar] – aerogerador de dupla alimentação.....	114
Figura 95.Tensão do aerogerador [p.u.] – aerogerador de dupla alimentação .....	115
Figura 96.Corrente do aerogerador [p.u.] – aerogerador de dupla alimentação .....	115
Figura 97.Velocidade mecânica do rotor [p.u.] – aerogerador de dupla alimentação .....	116
Figura 98.Potência ativa do aerogerador [MW] – comparação dos aerogeradores .....	117
Figura 99.Potência reativa do aerogerador [Mvar] – comparação dos aerogeradores ....	118
Figura 100.Tensão do aerogerador [p.u.] – comparação dos aerogeradores .....	119
Figura 101.Corrente do aerogerador [p.u.] – comparação dos aerogeradores .....	119
Figura 102.Velocidade mecânica do aerogerador [p.u.] – comparação dos aerogeradores .....	120

## Lista de Tabelas

Tabela 1. Estimativas do potencial eólico mundial.....	10
Tabela 2. Energia eólica – capacidade instalada no mundo (MW) .....	13
Tabela 3 Empreendimento Eólicos em Operação, junho de 2004 .....	15
Tabela 4. Níveis de planejamento para a qualidade da onda segundo a norma IEC 61000-3-6 (1996).....	39
Tabela 5. Valores do expoente da regra de soma de harmônicos segundo a norma IEC 61000-3-6 (1996).....	40
Tabela 6. Proteção – sub/sobre-tensão.....	63
Tabela 7. Proteção – sub/sobre-velocidade .....	63
Tabela 8. Proteção – <i>crow bar</i> .....	64

# Capítulo 1

## Introdução

A energia eólica vem ganhando cada vez mais importância no cenário energético mundial. Recentes desenvolvimentos tecnológicos e programas governamentais de incentivo à energia renovável têm despertado o interesse de muitos empreendedores na geração eólica. Entretanto, há diferenças fundamentais entre esta forma de geração e as formas mais convencionais, como térmica e hidráulica. Além disso, existem diversas tecnologias de aerogeradores e cada uma delas interage de forma diferente com o sistema. Tudo isso leva a necessidade de se trabalhar com modelos compatíveis nas avaliações do impacto desta geração no sistema.

Dentro deste contexto, o trabalho investiga o comportamento dos geradores eólicos, enfocando o desempenho dinâmico à frequência fundamental. Através de estudos de simulação, são analisadas duas tecnologias diferentes de aerogeradores: aerogerador de indução ligado diretamente à rede e aerogerador de indução de dupla alimentação. Os modelos matemáticos dessas duas tecnologias são apresentados e discutidos. As análises dinâmicas contemplam diversos tipos de distúrbios, tais como: ligação do aerogerador à rede, faltas na rede e variações na velocidade do vento.

Neste capítulo fazemos um breve balanço das principais fontes de energia elétrica existentes, mostrando que as fontes alternativas vêm ganhando cada vez mais importância no cenário energético mundial; em seguida apresentamos a proposta de dissertação, contendo os principais objetivos do trabalho; por fim, descrevemos a estrutura dessa dissertação.

### 1.1 Principais Fontes de Energia Elétrica Existentes

As chamadas fontes renováveis de energia vêm ganhando cada vez mais espaço dentro da matriz energética mundial. Estas instalações de produção exploram recursos energéticos renováveis, utilizando diferentes tecnologias de conversão de energia. As principais razões para o crescimento deste tipo de produção são:

- Preocupações de caráter ambiental, como a necessidade de se reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> e, assim, cumprir as metas fixadas pelo protocolo de Kyoto;

- Redução das reservas mundiais de combustíveis fósseis;
- Modificações estruturais no setor elétrico, permitindo que investidores privados explorem pequenas centrais, onde se utilizam estes recursos energéticos.

Alguns destes geradores utilizam processos de conversão e máquinas primárias tradicionais tais como as turbinas hidráulicas. Todavia, novas tecnologias de conversão energética são também utilizadas como a exploração do recurso eólico e a conversão fotovoltaica. A título ilustrativo, apresenta-se, a seguir, um balanço das principais fontes e tecnologias de geração de energia elétrica.

### **1.1.1 Fontes Convencionais de Energia**

#### **1.1.1.1 Carvão Mineral**

O carvão mineral é a principal fonte de geração de energia elétrica em vários países, dentre os quais se destacam: Estados Unidos, China, Índia, Alemanha, Japão e África do Sul. Em 1997, foi responsável por 38% de toda a eletricidade gerada no mundo (5.337 TWh) (MME, 1999). O carvão mineral é o mais abundante dos combustíveis fósseis, com reservas provadas da ordem de 1 trilhão de toneladas, o que garante um atendimento à demanda atual por mais 200 anos. Porém, grandes impactos sócio-ambientais decorrem de sua mineração, afetando principalmente os recursos hídricos, o solo e o relevo das áreas vizinhas. A abertura dos poços de acesso aos trabalhadores de lavra, feita no próprio corpo do minério, e o uso de máquinas e equipamentos manuais, como retro-escavadeiras, provocam a emissão de óxido de enxofre, óxido de nitrogênio, monóxido de carbono e outros poluentes da atmosfera. Além dos impactos da mineração, a queima de carvão em indústrias e termelétricas provoca graves impactos sócioambientais em função da emissão de material particulado e de gases poluentes, dentre os quais se destacam o dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>) e os óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>). Além de prejudiciais à saúde humana, esses gases são os principais responsáveis pela formação da chamada chuva ácida, que provoca a acidificação do solo e da água e, conseqüentemente, alterações na biodiversidade.

#### **1.1.1.2 Gás Natural**

O gás natural é, atualmente, responsável por cerca de 17,5 % de toda a eletricidade gerada no mundo (IEA, 2000). A geração de energia elétrica é feita pela queima do gás combustível em turbinas, cujo desenvolvimento é relativamente recente (após a Segunda

Guerra Mundial). Entre as vantagens desta geração, pode-se destacar o prazo relativamente curto de maturação do empreendimento e a flexibilidade para o atendimento de cargas de ponta. Por outro lado, as turbinas a gás são máquinas extremamente sensíveis às condições climáticas, principalmente em relação à temperatura ambiente, e apresentam também alterações substanciais de rendimento térmico no caso de operação em cargas parciais. Apesar das vantagens relativas do gás natural, quando comparado ao petróleo e ao carvão mineral, seu aproveitamento energético também gera impactos indesejáveis ao meio ambiente, principalmente na aplicação para geração de energia elétrica. Neste caso, um dos maiores problemas é a necessidade de um sistema de resfriamento, cujo fluido refrigerante é normalmente a água. Em geral, mais de 90% do uso de água numa central termelétrica são destinados ao sistema de resfriamento. Apesar dos esforços na busca de novas tecnologias que permitam a redução da quantidade de água necessária no processo de geração, isso tem sido uma importante fonte de problemas ambientais, principalmente em relação aos recursos hídricos, em função do volume de água captada, das perdas por evaporação e do despejo de efluentes.

### **1.1.1.3 Petróleo**

A geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo ocorre por meio da queima desses combustíveis em caldeiras, turbinas e motores de combustão interna. O caso das caldeiras e turbinas é similar ao dos demais processos térmicos de geração e mais usado no atendimento de cargas de ponta e/ou aproveitamento de resíduos do refino de petróleo. Os grupos geradores diesel são mais adequados ao suprimento de comunidades e de sistemas isolados da rede elétrica convencional. Com exceção de alguns poucos países da OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico), o uso de petróleo para geração de eletricidade tem sido decrescente desde os anos 1970 (ANEEL, 2002). A obsolescência das plantas de geração, os requerimentos de proteção ambiental e o aumento da competitividade de fontes alternativas são os principais responsáveis por isso. Os impactos ambientais decorrentes da geração de energia elétrica a partir de derivados de petróleo, são decorrentes da emissão de gases poluentes na atmosfera, especialmente aqueles relacionados com o efeito estufa: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e óxido nitroso (N<sub>2</sub>O).

#### **1.1.1.4 Nuclear**

A energia nuclear tem importante participação na produção de energia elétrica no mundo. Ela ocupa o terceiro lugar entre as fontes de geração, com 17% da produção mundial (ANEEL, 2002). Contudo, com exceção de pouquíssimos países, dentre os quais a França e o Japão, a opinião pública internacional tem sido sistematicamente contrária à geração termonuclear de energia elétrica. Isto ocorre, principalmente, em virtude dos problemas de segurança e dos altos custos de disposição dos rejeitos nucleares. Nos últimos anos, o número de centrais nucleares em operação tem sido radicalmente reduzido, sendo comparável àquele dos anos 1960, quando teve início o desenvolvimento da indústria de energia nuclear. Além disso, a opção nuclear encontra restrições de ordem econômico-financeira, já que, atualmente, são preferíveis as tecnologias de geração que viabilizam plantas de menor capacidade e de construção mais rápida e barata.

#### **1.1.1.5 Hidráulica**

A participação da energia hidráulica na matriz energética nacional é da ordem de 42%, gerando cerca de 90% de toda a eletricidade produzida no país. O potencial hidrelétrico brasileiro é estimado em cerca de 260 GW, dos quais 40,5% estão localizados na Bacia Hidrográfica do Amazonas (ANEEL, 2002). No mundo, a energia hidráulica é a segunda maior fonte de geração de energia elétrica, com uma participação de aproximadamente 18%. No entanto, a construção das usinas hidrelétricas é limitada por questões de topologia e hidrografia adequadas, além de exigir, em muitos casos, a formação de grandes reservatórios e, conseqüentemente, a inundação de grandes áreas. Estas podem se tratar de áreas produtivas e (ou) de grande diversidade biológica, exigindo a realocação de grandes contingentes de pessoas e animais silvestres. A formação destes reservatórios de acumulação de água e regularização de vazões provoca alterações no regime das águas e a formação de micro-climas, favorecendo certas espécies (não necessariamente as mais importantes) e prejudicando, ou até mesmo extinguindo, outras. No Brasil, os maiores potenciais remanescentes estão localizados em regiões com fortes restrições ambientais e distantes dos principais centros consumidores.

#### **1.1.2 Fontes Alternativas Renováveis**

Em função dos fatores expostos anteriormente, observa-se, nas últimas décadas, um esforço de pesquisa e utilização das chamadas fontes não convencionais de energia (fontes alternativas). Atualmente, vêm se destacando neste contexto a energia

proveniente da radiação solar (energia solar), da biomassa e das massas de ar (energia eólica). Estes recursos podem ser encontrados em abundância em varias regiões do mundo.

### **1.1.2.1 Biomassa**

Do ponto de vista energético, biomassa é toda matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia. O aproveitamento da biomassa pode ser feito através da combustão direta, ou ainda, através de processos termoquímicos ou de processos biológicos. O uso de biomassa para geração de eletricidade ainda é muito restrito, porém, tem sido objeto de vários estudos e aplicações, tanto em países desenvolvidos como em países em desenvolvimento (ANEEL, 2002). Em função das reformas institucionais do setor elétrico e do incentivo à geração descentralizada de energia elétrica, a biomassa vem se apresentando como técnica economicamente competitiva. Além de mais favorável ao meio ambiente, a utilização da biomassa promove, em função da sua disponibilidade local, geração local e descentralizada de empregos. Isto reduz o êxodo rural e a dependência externa de energia.

### **1.1.2.2 Solar**

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre através de efeitos da radiação (calor e luz) sobre determinados materiais, particularmente os semicondutores. Entre os vários processos de aproveitamento da energia solar, os mais usados atualmente são o aquecimento de água e a geração fotovoltaica de energia elétrica. No Brasil, o primeiro é mais encontrado nas regiões Sul e Sudeste, devido às características climáticas, e o segundo, nas regiões Norte e Nordeste, em comunidades isoladas da rede de energia elétrica (ANEEL, 2002). Apesar dos contínuos avanços tecnológicos, a utilização de painéis fotovoltaicos para a conversão de energia elétrica ainda apresenta custos elevados. Outra desvantagem da energia solar é a característica de intermitência, pois depende do nível de radiação solar incidente.

### **1.1.2.3 Eólica**

A energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas (para a geração de energia elétrica) ou cata-ventos (para trabalhos mecânicos como bombeamento de água).

Além de ser considerada uma fonte energética renovável e, portanto, praticamente inesgotável, a energia eólica apresenta custos operacionais e de manutenção competitivos, quando comparada com as fontes convencionais de conversão de energia elétrica. Como desvantagem, pode-se destacar a característica de intermitência, em função da dependência do regime de velocidade do vento.

A utilização de aerogeradores para geração de energia elétrica vem crescendo nas últimas décadas. Estes aerogeradores muitas vezes são agrupados em conjuntos denominados fazendas eólicas ou parques eólicos, conectados às redes elétricas convencionais.

Vários fatores devem ser observados e avaliados na integração de unidades eólicas à rede elétrica, de modo a garantir uma operação segura e eficiente. Desta forma, é necessário o tratamento das seguintes questões:

- Avaliação econômica do empreendimento;
- Estabelecimento de condições técnicas para obtenção de autorizações de ligação destas instalações à rede elétrica;
- Caracterização de informação técnica detalhada, sobre os grupos produtores e tecnologias de conversão energética a utilizar;
- Definição de requisitos técnicos especiais associados a este tipo de empreendimento, especialmente em relação a fator de potência e regime de interruptibilidade;
- Avaliação da confiabilidade e segurança da rede, observando índices de segurança e a eventual necessidade de aumento da reserva girante das unidades de geração convencional do sistema;
- Definição do tipo de proteção a ser adotado pelos produtores na sua ligação à rede;
- Avaliação de impactos causados ao sistema elétrico existente pela integração da nova unidade de geração.

Na definição das condições técnicas para ligação à rede, devem ser tomados em consideração vários aspectos, atendendo aos impactos previsíveis no sistema, incluindo:

- Variações rápidas e lentas das tensões no sistema;
- Congestionamento de ramos da rede e de subestações;
- Variações dos níveis de potência de curto-circuito;

- Níveis de flicker;
- Nível de distorção harmônica;
- Estabilidade transitória e de tensão.

Os impactos causados por estas instalações dependem, principalmente, dos seguintes fatores:

- Nível de penetração da geração eólica no conjunto de geração do sistema, ou seja, o percentual do mercado de energia elétrica atendido pelos aerogeradores;
- Nível de potência de curto-circuito no ponto de conexão do parque eólico à rede;
- Tecnologia dos aerogeradores utilizados.

## **1.2 Proposta da dissertação**

O presente trabalho avalia o desempenho dinâmico à frequência fundamental de aerogeradores de indução simples e de dupla alimentação, buscando demonstrar os aspectos relevantes, tanto do ponto de vista do gerador quanto da rede elétrica, que devem ser observados na integração deste tipo de geração em sistemas elétricos de potência. Nas análises apresentadas serão efetuados estudos de simulação de estabilidade transitória, supondo a ocorrência de diversos tipos de perturbações no sistema eletromecânico considerado, tais como: partida do aerogerador, curto-circuito trifásico na rede e ocorrência de variações na velocidade do vento; além disso, são efetuadas comparações do desempenho das duas tecnologias de aerogeradores avaliadas.

Os estudos de estabilidade transitória foram elaborados em dois programas distintos: MATLAB/Simulink e Power Factory Digsilent. Os modelos matemáticos dos aerogeradores são apresentados no trabalho.

Os resultados das simulações implementadas são então apresentados e comentados, resultando na obtenção de conclusões a respeito da operação de geradores eólicos, bem como do impacto desta geração no sistema elétrico.

## **1.3 Estrutura da Dissertação**

Esta dissertação é composta por esta introdução e pelos seguintes capítulos:

- O capítulo 2 faz uma discussão sobre os principais aspectos relacionados à utilização da energia eólica como fonte de produção de energia elétrica. Será apresentada uma estimativa do potencial eólico e da utilização desta forma de energia no Brasil e no Mundo. Serão abordados, ainda, os princípios de funcionamento de uma turbina eólica e aspectos relacionados à topologia dos aerogeradores.
- O capítulo 3 apresenta as principais questões relacionadas ao impacto da operação de aerogeradores na qualidade de energia da rede elétrica, tais como: variações rápidas e lentas de tensão, variações dos níveis de curto-circuito, sobrecargas na rede e distorções harmônicas.
- O capítulo 4 trata dos modelos matemáticos das duas tecnologias de aerogeradores utilizadas nas simulações dinâmicas: aerogerador de indução ligado diretamente à rede e aerogerador de indução de dupla alimentação.
- No capítulo 5 são realizados estudos de simulação de um aerogerador de indução ligado diretamente à rede, buscando um entendimento dos seguintes aspectos referentes ao seu desempenho dinâmico: influência da velocidade do gerador no momento da ligação, influência da relação de curto-circuito no ponto de ligação à rede, influência das tensões da rede, influência da variação da velocidade do vento. Para estas análises, utilizou-se um sistema de simulação criado no programa MATLAB/Simulink.
- No capítulo 6 serão realizadas simulações com o programa Power Factory DlgSILENT, utilizando o mesmo sistema do capítulo anterior. Estas análises têm como objetivo validar os resultados obtidos com o programa MATLAB/Simulink. Posteriormente, será avaliado o comportamento do aerogerador de dupla alimentação em situação de falta na rede. Por fim, o desempenho do gerador de dupla alimentação será comparado ao desempenho do gerador de indução ligado diretamente à rede.
- O capítulo 7 resume os principais conceitos e as principais conclusões apresentados ao longo do trabalho.

## Capítulo 2

### Energia Eólica

Este capítulo aborda aspectos relacionados à utilização da energia eólica como fonte de produção de energia elétrica. Primeiramente, será apresentada uma estimativa do potencial eólico do Brasil e do Mundo; em seguida, mostraremos como a utilização desta forma de energia vem crescendo nos últimos anos. Serão abordados, ainda, os princípios de funcionamento de uma turbina eólica e aspectos relacionados à topologia e às diferentes tecnologias de aerogeradores.

#### 2.1 Histórico da Utilização da Energia Eólica

A utilização da energia eólica como uma alternativa energética pelo homem, vem acontecendo há milhares de anos. Durante toda a Antigüidade, moinhos de vento foram utilizados, entre outras aplicações, para bombeamento de água e para a moagem de grãos.

A geração de energia elétrica a partir da força do vento é um fato recente. As primeiras tentativas surgiram no final do Século XIX, mas somente ganhou importante impulso a partir da década de 1970, com a crise internacional do petróleo e as conseqüentes mudanças das políticas energéticas mundiais (ANEEL, 2002). Os governos passaram a investir em fontes de energia alternativas e renováveis, entre elas a eólica, viabilizando o desenvolvimento e aplicação de equipamentos em escala comercial. Mais recentemente, questões ecológicas resultaram em um novo impulso na utilização das chamadas fontes energéticas limpas, não poluidoras, como é o caso da energia solar e da energia eólica.

Os recentes avanços tecnológicos (sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas, etc.) e a produção em grande escala, têm reduzido custos e melhorado o desempenho e a confiabilidade dos equipamentos, tornando a energia eólica cada vez mais competitiva.

O custo dos equipamentos, que era um dos principais entraves ao aproveitamento comercial da energia eólica, caiu muito entre os anos 1980 e 1990. Estimativas conservadoras indicam que o custo de todo o projeto de um aerogerador moderno está em torno de US\$ 1.000,00 por kW instalado. Os custos de operação e manutenção

variam de US\$ 0,006 a US\$ 0,01 por kWh de energia gerada, nos dez primeiros anos, e de US\$ 0,015 a US\$ 0,02 por kWh, após dez anos de operação (ANEEL, 2002).

## 2.2 Disponibilidade de Recursos

Para se avaliar o potencial eólico de uma região, são necessários trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre velocidade e regime de ventos. Porém, uma primeira estimativa do potencial bruto ou teórico de aproveitamento da energia eólica pode ser obtida a partir de dados coletados em aeroportos e em estações meteorológicas.

A energia eólica pode ser considerada economicamente aproveitável, se sua densidade for maior ou igual a 500 W/m<sup>2</sup>, a uma altura de 50 metros; o que requer uma velocidade mínima do vento de 7 a 8 m/s (GRUBB *et al.*, 1993). Segundo a Organização Mundial de Meteorologia, em apenas 13% da superfície terrestre o vento apresenta velocidade média igual ou superior a 7 m/s, a uma altura de 50 m.

Estima-se que o potencial eólico bruto mundial seja da ordem de 500.000 TWh por ano (ANEEL, 2002). Este valor é 30 vezes maior que o consumo atual de eletricidade no mundo. No entanto, em função de restrições sócio-ambientais, apenas 53.000 TWh (cerca de 10%) são considerados tecnicamente aproveitáveis, conforma indicado na tabela 1. Este potencial líquido corresponde a 4 vezes o consumo mundial de eletricidade.

**Tabela 1. Estimativas do potencial eólico mundial.**

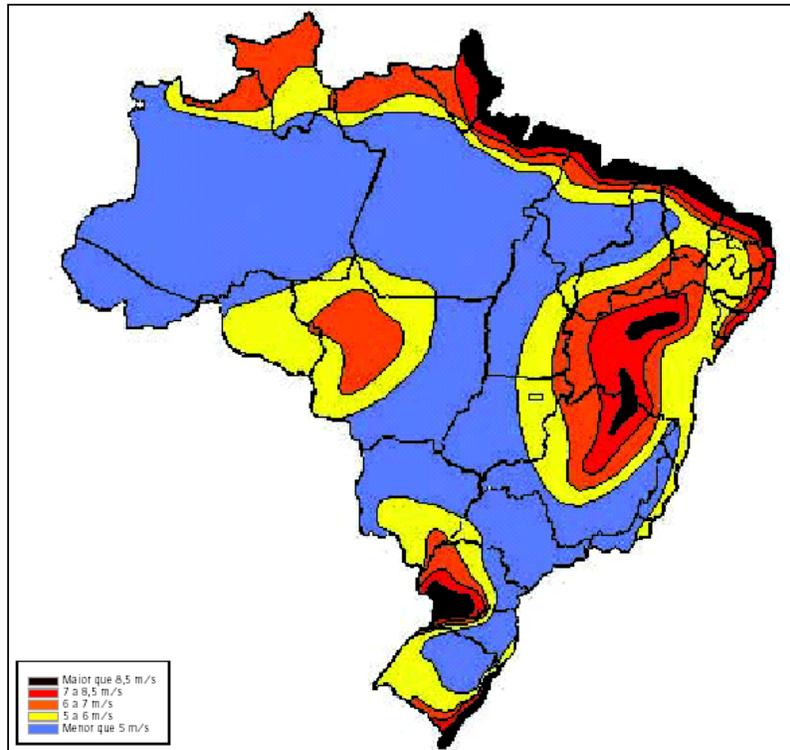
Região	Porcentagem de Terra ocupada	Potencial Bruto [TWh/ano]	Densidade Demográfica [hab/km <sup>2</sup> ]	Potencial Líquido [TWh/ano]
África	24	106.000	20	10.600
Austrália	17	30.000	2	3.000
América do Norte	35	139.000	15	14.000
América Latina	18	54.000	15	5.400
Europa Ocidental	42	31.400	102	4.800
Europa Oriental & ex-URSS	29	106.000	13	10.600
Ásia (excluindo ex-URSS)	9	32.000	100	4.900
Total do Globo <sup>[1]</sup>	23	498.400	-	53.000

Fonte: GRUBB *et al.*, 1993; 1) Excluindo-se Groelândia, Antártica, a maioria das ilhas e os recursos *offshore*.

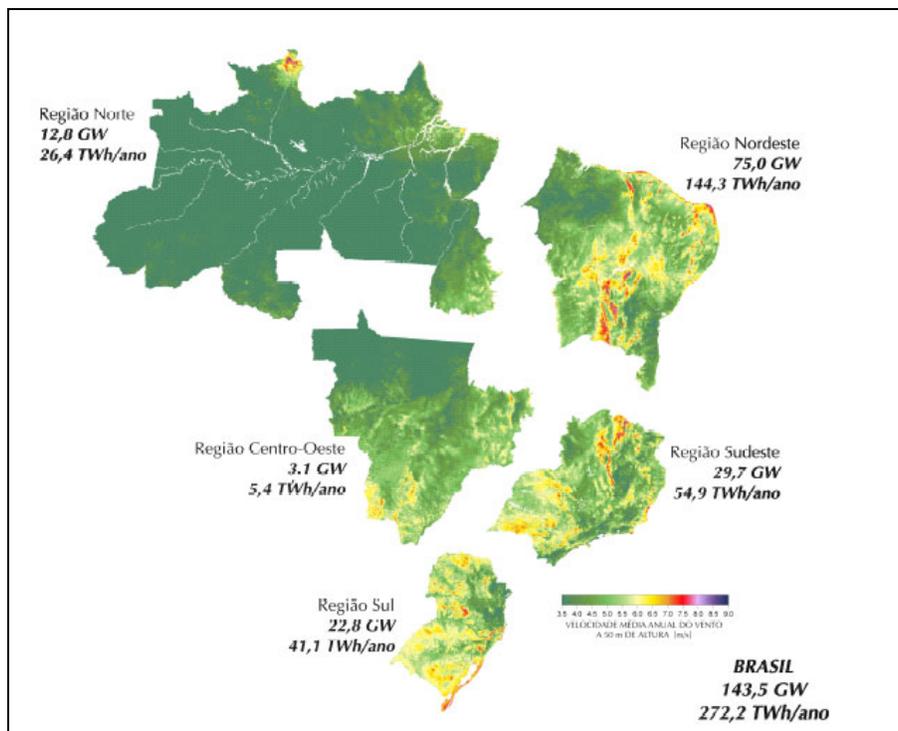
## 2.3 Potencial Eólico Brasileiro

Muito embora ainda existam divergências entre especialistas e instituições na estimativa do potencial eólico brasileiro, vários estudos indicam valores bastante expressivos. Estas divergências decorrem, principalmente, da falta de informações e das diferentes metodologias empregadas. Até poucos anos atrás, as estimativas eram da ordem de 20.000 MW. Hoje, valores maiores que 60.000 MW são indicados na maioria dos estudos, o que tem motivado a exploração comercial da energia eólica no país. Os primeiros estudos foram realizados na Região Nordeste, principalmente no Ceará e em Pernambuco. O Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE, da Universidade Federal de Pernambuco, com o apoio da ANEEL e do Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, publicou, em 1998, a primeira versão do Atlas Eólico da Região Nordeste. Estimativas para todo o país foram feitas, com o auxílio de modelos atmosféricos e simulações computacionais, dando origem à primeira versão do Atlas Eólico Brasileiro, apresentado na figura 1. Estes resultados indicam que o litoral das regiões Norte e Nordeste possui os melhores potenciais eólicos, onde a velocidade média do vento, a 50 m do solo, é superior a 8 m/s. Outras regiões com grande potencial são: Vale do São Francisco, Sudeste do Paraná e Litoral Sul do Rio Grande do Sul.

Um atlas eólico nacional também foi elaborado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB/CEPEL. O potencial eólico brasileiro, segundo este Atlas, é da ordem de 140.000 MW , conforme ilustrado na figura 2.



**Figura 1. Atlas eólico do Brasil (dados preliminares de 1998)**  
 Fonte: CBEE, 1999.



**Figura 2. Atlas eólico do Brasil (dados preliminares de 1998).**  
 Fonte: CRESESB/CEPEL

## 2.4 Utilização da Energia Eólica no Mundo

Progressos técnicos alcançados recentemente, fizeram com que a participação da energia eólica obtivesse um crescimento considerável em varias regiões do mundo, principalmente em alguns países europeus e nos Estados Unidos, onde já existe instalado um número significativo de conjuntos eólicos.

Em 1990, a capacidade instalada no mundo era inferior a 2.000 MW. Em 1994, ela subiu para 3.734 MW, divididos entre Europa (45,1%), América (48,4%), Ásia (6,4%) e outros países (1,1%). Quatro anos mais tarde, chegou a 10.000 MW e, no final de 2003, a capacidade instalada no mundo já era superior a 39.000 MW (EWEA, 2004). Em 1991, a Associação Européia de Energia Eólica estabeleceu como metas a instalação de 4.000 MW de energia eólica na Europa até o ano 2000 e 11.500 MW até o ano 2005. Essas e outras metas estão sendo cumpridas muito antes do esperado (4.000 MW em 1996, 11.500 MW em 2001). As metas atuais são de 40.000 MW na Europa até 2010. Nos Estados Unidos, a capacidade instalada de geração eólica durante o ano 2003 foi de 1.687 MW. Hoje, o parque eólico norte-americano é da ordem de 6.400 MW (AWEA, 2004).

A tabela 2 apresenta a evolução recente da capacidade instalada em vários países e regiões do mundo. O gráfico da figura 3 apresenta a previsão desta capacidade até 2012.

**Tabela 2. Energia eólica – capacidade instalada no mundo (MW)**

<b>País/Região</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
Alemanha	2.080	2.874	11.994	14.609
Estados Unidos	1.590	1.927	4.685	6.374
Espanha	512	834	4.825	6.202
Dinamarca	1.116	1.450	2.889	3.110
Europa	4.766	6.569	23.308	28.706
Total no Mundo	7.584	9.914	31.228	39.294

Fonte: AWEA, 2004

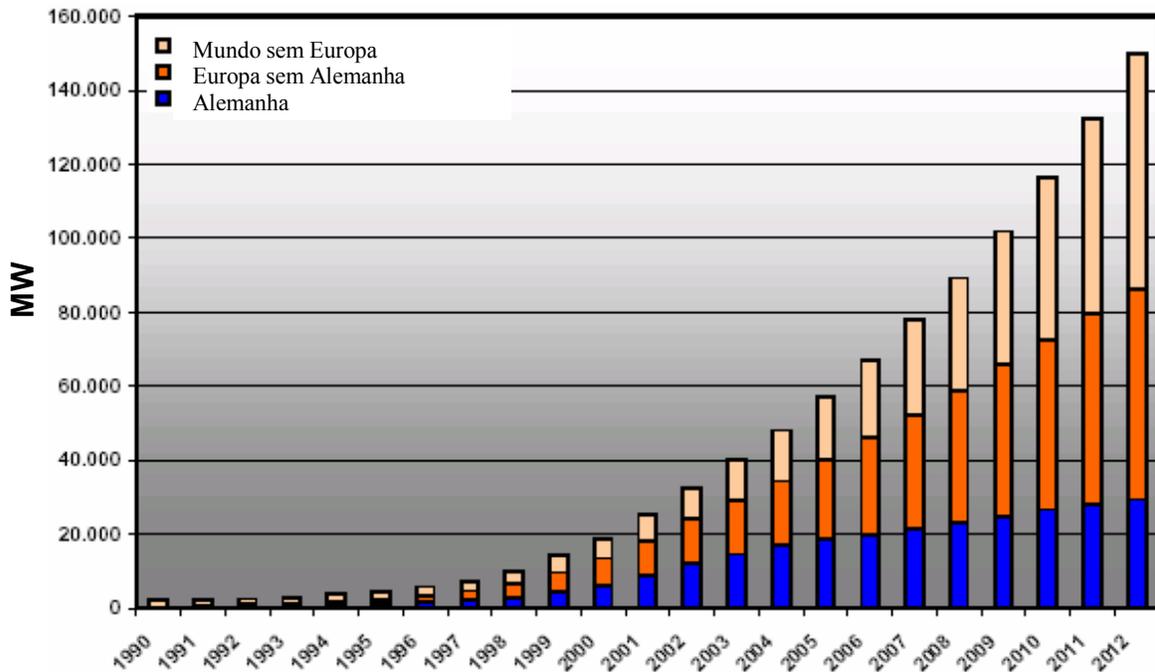


Figura 3 Previsão da Capacidade instalada no mundo

Fonte: Danish Wind Industry Association, 2004.

## 2.5 Utilização da Energia Eólica no Brasil

Apesar de possuir um grande potencial eólico, a participação da energia eólica na matriz energética brasileira é praticamente desprezível. Como apresentado na tabela 3, em junho de 2004 havia apenas 7 centrais eólicas em operação no país, totalizando uma capacidade instalada de 20,34 MW. Entre essas centrais, destacam-se Taíba e Prainha, no Estado do Ceará. No entanto, a conjuntura atual do setor elétrico brasileiro e os esforços do Governo Federal para amenizar os impactos da crise no abastecimento de energia elétrica, têm despertado o interesse de muitos empreendedores. Entre outros fatores que deverão estimular o uso da energia eólica no Brasil destaca-se a criação do Programa de Incentivo ao Uso de Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Este programa foi instituído pela Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001 e tem a finalidade de agregar ao sistema elétrico brasileiro 3.300 MW de potência instalada a partir de fontes alternativas renováveis, cujos prazos e regras são definidos e regulamentados pelo Ministério de Minas e Energia – MME, com a colaboração de outras instituições, entre elas ANEEL e Eletrobrás.

**Tabela 3 Empreendimento Eólicos em Operação, junho de 2004**

Central Eólica	Proprietário	Localidade	UF	Potência(kW)
Fernando de Noronha I	CELPE	Fernando de Noronha	PE	75
Fernando de Noronha II	CBEE/UFPE	Fernando de Noronha	PE	225
Morro do Camelinho	CEMIG	Gouveia	MG	1.000
Palmas	COPEL/Wobben	Palmas	PR	2.500
Taíba	Wobben	São Gonçalo do Amarante	CE	5.000
Prainha	Wobben	Aquiraz	CE	10.000
Porto de Mucuripe	COELCE/CHESF	Mucuripe	CE	1.200
Total	-	-	-	20.340

Fonte: MME, 2004.

## 2.6 Funcionamento da Turbina Eólica

O princípio de funcionamento do aerogerador é o mesmo do gerador hidrelétrico. Nas usinas hidrelétricas o fluxo da água é utilizado para girar o rotor de uma turbina. Esta turbina, por sua vez, aciona o eixo de um gerador para produzir eletricidade. No caso da energia eólica, o fluxo de ar provocado pelo vento faz girar o rotor da turbina, que aciona o eixo do gerador. A grande diferença entre os dois sistemas é que o ar possui densidade muito menor que a água. Em função disso, para obter uma mesma potência, o diâmetro da turbina eólica deverá ser muito maior que o da turbina hidráulica.

As turbinas eólicas modernas são acionadas por forças de arraste (*drag forces*), onde o vento empurra as hélices, ou forças de elevação (*lift forces*), onde as hélices atuam de modo parecido com as asas do avião através de uma corrente de ar (ALBADÓ, 2002). A força de elevação também é conhecida na literatura como força de sustentação.

A figura 4 apresenta o perfil da pá de uma turbina eólica, ilustrando o princípio aerodinâmico desta turbina. O vetor velocidade relativa do vento  $v_w^{rel}$  que atua na pá, resulta de duas componentes: a velocidade do vento  $v_w$  e a velocidade tangencial da pá  $v_t$ , sendo  $v_t = \omega_{tur} \cdot R$ , onde  $\omega_{tur}$  é a velocidade angular da turbina e  $R$  é o raio da turbina.

O vento passa em ambas as faces da palheta da hélice. A velocidade do vento é maior na face com superfície mais extensa (face superior) da palheta. Isto cria uma área de baixa

pressão sobre o plano de sustentação. A pressão diferencial entre as superfícies superior e inferior tem como resultado a obtenção da força de sustentação  $F_s$ . Já a força de arraste  $F_a$ , é colinear à velocidade relativa do vento e perpendicular à força de sustentação. Observa-se que  $F_a$  se opõe ao movimento de rotação da pá da turbina.

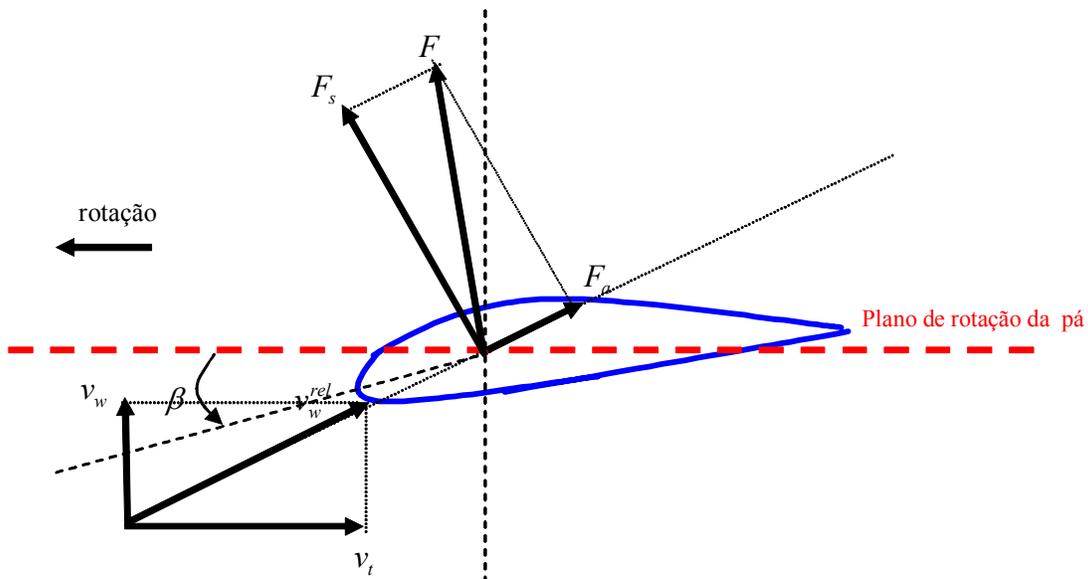


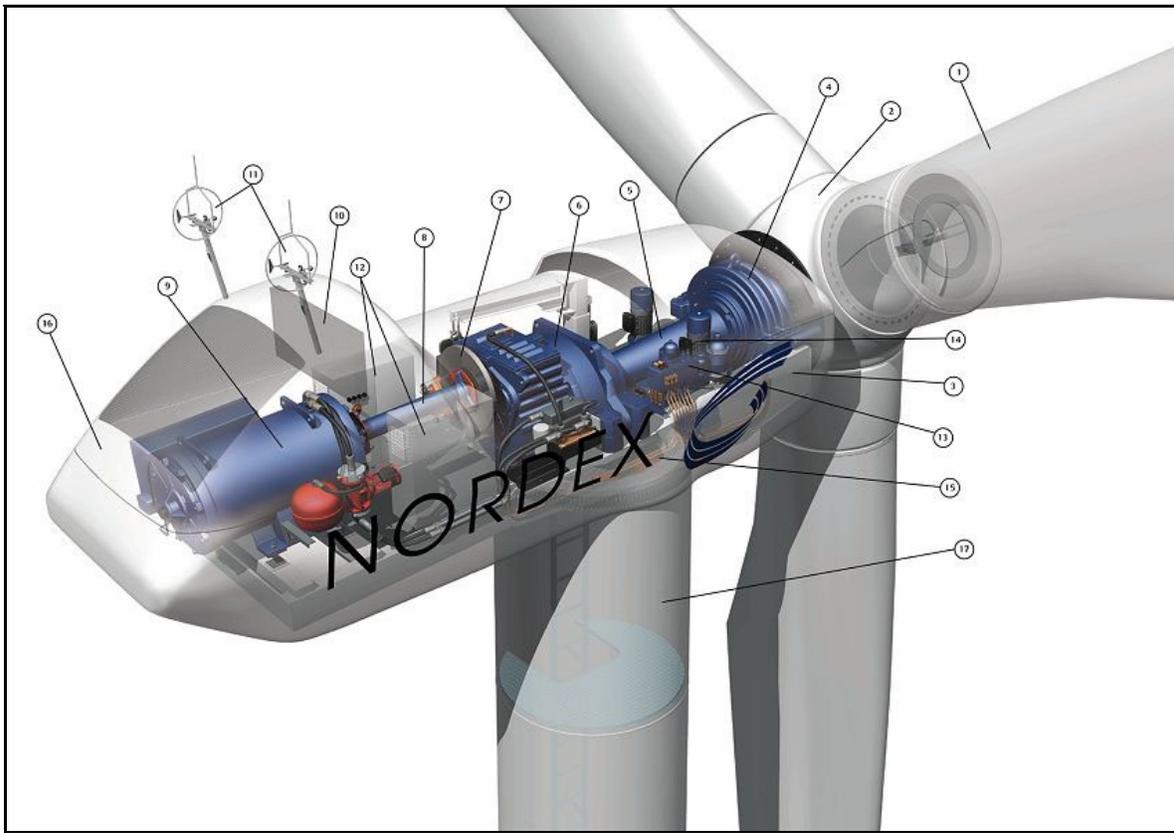
Figura 4. Sistema de forças num perfil de pá.

A figura 4 mostra, ainda, o ângulo de passo da turbina  $\beta$ , que é o ângulo entre o plano de rotação e a linha que une as bordas de entrada do perfil da pá.

O principal objetivo no projeto deste tipo de turbina eólica, é que a palheta da hélice tenha uma alta relação entre sustentação e arraste.

## 2.7 O Aerogerador

Os aerogeradores, são as unidades fundamentais de uma central eólica. A figura 5 mostra os principais componentes de um aerogerador de eixo horizontal, com gerador de indução ligado diretamente à rede.



**Figura 5 Esquema de um aerogerador típico [Nordex].**

Legenda:

- |                          |  |
|--------------------------|--|
| 1 – pás do rotor         | 10 – radiador  |
| 2 – cubo do rotor        | 11 – anemômetro e sensor de direção                    |
| 3 – nacele               | 12 – sistema de controle                               |
| 4 – acoplamento do rotor | 13 – sistema hidráulico                                |
| 5 – eixo do rotor        | 14 – mecanismo de orientação direcional                |
| 6 – caixa de engrenagens | 15 – acoplamento do mecanismo de orientação direcional |
| 7 – freio de disco       | 16 – tampa da nacele                                   |
| 8 – eixo do gerador      | 17 – torre   |
| 9 – gerador              |  |

A presença ou não de um determinado componente depende da tecnologia utilizada na confecção do aerogerador.

Os principais componentes dos aerogeradores são brevemente descritos nos itens a seguir.

## 2.7.1 Rotor

O rotor é responsável pelo processo de captação e conversão da energia do vento em energia mecânica no eixo do gerador. Este processo utiliza, basicamente, dois tipos de força: força de elevação (ou sustentação) e força de arraste. Os rotores que utilizam a força de elevação apresentam maiores velocidades com maiores rendimentos.

Existem, basicamente, dois tipos de rotores de turbinas eólicas: rotores de eixo horizontal, que são os mais utilizados em termos de sistemas de conversão de energia elétrica, e rotores de eixo vertical.

A figura 6 apresenta alguns exemplos de rotores utilizados em aerogeradores.

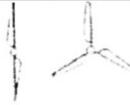
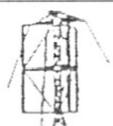
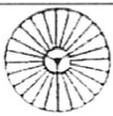
Tipo de rotor	Carga típica	RPM	Torque
 Propeller duas e três pás (sustentação)	Gerador elétrico	Alto	Baixo
 Darrieus (sustentação)	Gerador elétrico	Alto	Baixo
 Cyclogiro (sustentação)	Gerador elétrico ou bombeamento	Moderado	Moderado
 Chalk multipá (sustentação)	Gerador elétrico ou bombeamento	Moderado	Moderado
 Sailwing (sustentação)	Gerador elétrico ou bombeamento	Moderado	Moderado
 Fan-type (arrasto)	Gerador elétrico ou bombeamento	Baixo	Alto
 Savonius (arrasto)	Bombeamento	Baixo	Alto
 Dutch-type (arrasto)	Moinho	Baixo	Alto

Figura 6. Exemplos de rotores eólicos (AMORA, 2001)

No início da utilização da energia eólica para produção de eletricidade, vários tipos de rotores eram utilizados. Com o passar do tempo, viu-se consolidar o projeto com eixo de rotação horizontal e três pás. Recentemente, o avanço da tecnologia possibilita um aumento significativo na potência dos geradores eólicos e no tamanho das estruturas utilizadas. Nas turbinas eólicas modernas, com potências de alguns MW, tanto o diâmetro do rotor, quanto a altura da nacela são da ordem de 100 m, conforme ilustrado na figura 7. Assim, a ponta da pá pode atingir alturas acima de 150 m.

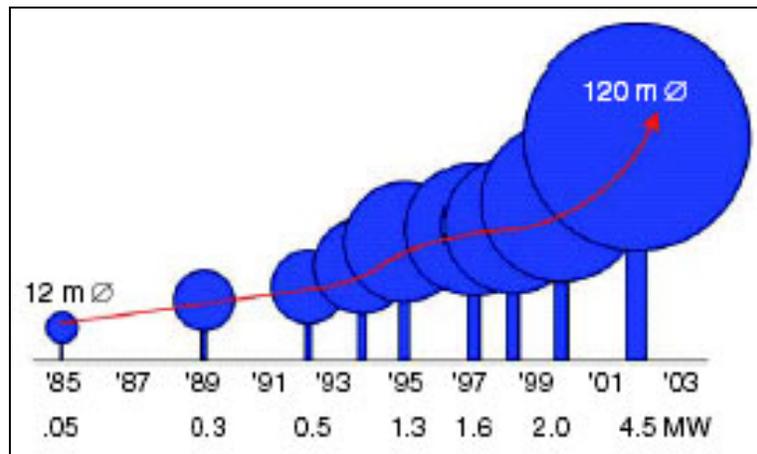


Figura 7. Desenvolvimento das turbinas eólicas ao longo dos anos (SLOOTWEG, 2003).

### 2.7.2 Sistema de Transmissão

O acoplamento entre a velocidade de rotação do rotor e a velocidade de operação do gerador é obtido através do sistema de transmissão. Este sistema consiste basicamente de: um eixo de baixa velocidade, um eixo de alta velocidade e um multiplicador de velocidade (caixa de engrenagens).

Nos últimos anos, têm surgido novas tecnologias de acionamento direto (sem multiplicador de velocidades), com geradores síncronos. Estes geradores operam em baixas velocidades e são diretamente integrados ao rotor.

### 2.7.3 Sistema de Conversão de Frequências

Uma das formas de conexão elétrica de aerogeradores à rede é através de conversores eletrônicos de potência, o que permite uma maior variação da velocidade no rotor e uma regulação do fator de potência, podendo o gerador ser síncrono ou assíncrono. Em contrapartida, o uso de conversores pode inserir componente harmônica na corrente.

#### **2.7.4 Gerador Elétrico**

O gerador é responsável pela conversão da energia mecânica proveniente da máquina primária (turbina eólica) em energia elétrica. Os tipos de geradores mais utilizados em aerogeradores são: geradores assíncronos ou de Indução e geradores síncronos.

#### **2.7.5 Sistema Mecânico de Freios**

Para garantir a segurança de operação do aerogerador, é necessária a utilização de um sistema mecânico de freios que atua diretamente no eixo da turbina, reduzindo a velocidade de rotação do rotor e promovendo a parada total do aerogerador quando necessário. Este sistema atua, principalmente, em situações de elevadas velocidades de vento e perda de conexão com a rede elétrica, além de permanecer acionado durante todo o tempo em que o aerogerador é mantido fora de serviço.

#### **2.7.6 Sistema de Regulação de Potência por Variação do Ângulo das Pás**

Turbinas eólicas com regulação de potência por variação de ângulo das pás permitem um controle mais preciso da potência mecânica entregue ao gerador. Este sistema atua alterando o ângulo de ataque das pás do rotor ( $\beta$ ), permitindo o controle da potência gerada pelo aerogerador.

#### **2.7.7 Sistema de Direcionamento**

O sistema de direcionamento tem a finalidade de ajustar o posicionamento da nacele de forma a obter um melhor aproveitamento do vento. Em aerogeradores de grande porte é utilizado um sistema de direcionamento ativo, que gira a nacele de acordo com a direção do vento. Para isso, é utilizado, normalmente, um sistema de engrenagens na ligação da torre com a nacele, que é então movimentada pela ação de um atuador elétrico ou hidráulico. Este sistema utiliza sensores que indicam a direção do vento.

Já para aerogeradores de menor porte, o sistema de orientação é, normalmente, passivo, e utiliza mecanismos de deslocamento aerodinâmico para modificar o sentido de orientação da nacele.

O sistema de orientação também pode atuar no sentido de retirar o aerogerador de operação em situações de turbulência. Para tal, a nacele é movida pelo sistema de orientação para uma direção diferente à do fluxo de ar.

### **2.7.8 Torre de Sustentação**

A torre de sustentação consiste numa estrutura, geralmente metálica ou de concreto, sob a qual a nacela é conectada. As torres dos aerogeradores modernos de grande e médio portes são, geralmente, tubulares. Isto permite o acesso aos equipamentos da nacela pelo seu interior, facilitando a manutenção do aerogerador em condições climáticas desfavoráveis.

### **2.7.9 Sistema Local de Compensação Reativa**

Os aerogeradores de indução com rotores de gaiola conectados diretamente à rede absorvem potência reativa do sistema elétrico. Com o objetivo de suprir esta demanda, é comum a instalação de bancos de capacitores próximos às unidades eólicas.

Como a absorção de potência reativa depende da velocidade do rotor, o valor da capacitância necessária para uma correta compensação também varia com esta velocidade. Um controle mais preciso da tensão terminal pode ser obtido através da utilização de bancos de capacitores chaveáveis, compensadores estáticos ou compensadores síncronos. Desta forma, pode-se operar com a compensação desejável para cada faixa de velocidade.

### **2.7.10 Sistema de Controle e Proteção**

Os aerogeradores de médio e grande porte possuem um sistema de controle ativo que exerce as funções de monitoramento, otimização e proteção. Este sistema processa as principais grandezas mecânicas e elétricas envolvidas na operação do aerogerador: tensões, correntes, temperaturas, velocidade e direção do vento, vibrações na nacela, entre outras. A partir destas grandezas, o sistema busca otimizar a operação do aerogerador, além de comandar a atuação das proteções.

## **2.8 Tecnologias de Aerogeradores**

As duas formas principais de conexão de aerogeradores à rede elétrica são: conexão direta e conexão através de conversores eletrônicos de frequência.

Na conexão direta, como o próprio nome já diz, o gerador eólico é conectado diretamente à rede elétrica, não sendo utilizado nenhum tipo de interface eletrônica. Nesta conexão é permitida, apenas, uma variação reduzida na velocidade de rotação do eixo mecânico.

Em função disso, os aerogeradores que utilizam esta forma de conexão são classificados como de velocidade fixa.

Já as conexões através de conversores eletrônicos de potência permitem uma ampla variação da velocidade do rotor, garantindo maior flexibilidade na operação dos aerogeradores. Estes sistemas são classificados como de velocidade variável.

### 2.8.1 Aerogeradores de Velocidade Constante

O aerogerador de velocidade constante consiste num gerador de indução de gaiola convencional, conectado diretamente à rede elétrica, conforme ilustrado na figura 8. Neste sistema, o escorregamento  $e$ , portanto, a velocidade do rotor do gerador, variam com o montante de potência gerada. Estas variações são, entretanto, muito pequenas: aproximadamente 1 a 2% (restritas ao escorregamento nominal da máquina). Neste tipo de arranjo, a operação com eficiência máxima do aerogerador ocorre para um único valor de velocidade do vento.

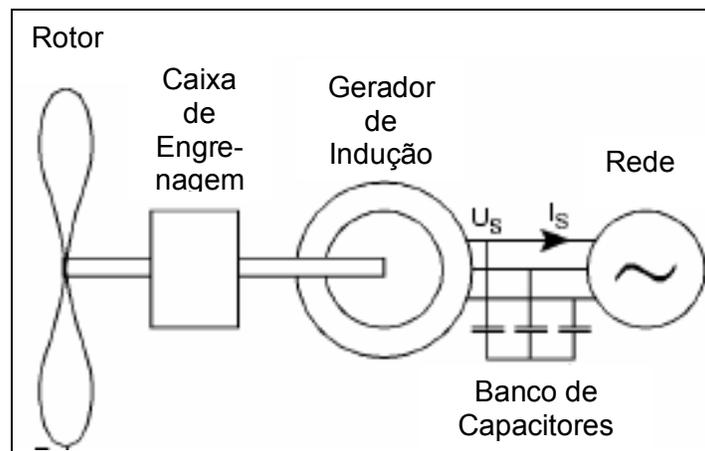


Figura 8. Esquema de um aerogerador de velocidade constante.

As vantagens deste tipo de sistema estão associadas aos custos mais baixos de fabricação, quando comparado com os sistemas de velocidade variável.

Um aerogerador de indução de velocidade constante sempre consome potência reativa. Na maioria dos casos, este fato é indesejável, sobretudo nos casos de elevadas gerações eólicas em redes fracas. Assim, o consumo de potência reativa destes geradores é quase sempre compensado por bancos de capacitores, buscando atingir fatores de potências próximos a um.

É importante mencionar que alguns geradores de indução utilizados em aerogeradores, podem operar em duas velocidades diferentes (porém constantes). Isto ocorre através de mudanças no número de pólos do enrolamento do estator.

### 2.8.2 Aerogeradores de Velocidade Variável

A operação com velocidade variável permite que os aerogeradores trabalhem com eficiência máxima para velocidades de vento inferiores ao seu valor nominal. Conseqüentemente, tem-se um melhor aproveitamento dos ventos de menor intensidade. Para velocidades acima da nominal, o gerador elétrico opera com potência elétrica constante, controlada eletronicamente, evitando-se sobrecargas indesejáveis.

A operação de aerogeradores com velocidade variável só é possível através do desacoplamento da velocidade mecânica do rotor em relação à frequência elétrica da rede. Para isso, utiliza-se eletrônica de potência. Os dois principais sistemas existentes de velocidade variável são:

- a) Aerogerador com gerador de indução (rotor bobinado) de dupla alimentação (*doubly fed induction generator*);
- b) aerogerador com gerador síncrono conectados através de conversores eletrônicos (*direct-drive synchronous generator*).

As figuras 9 e 10 ilustram as duas tecnologias.

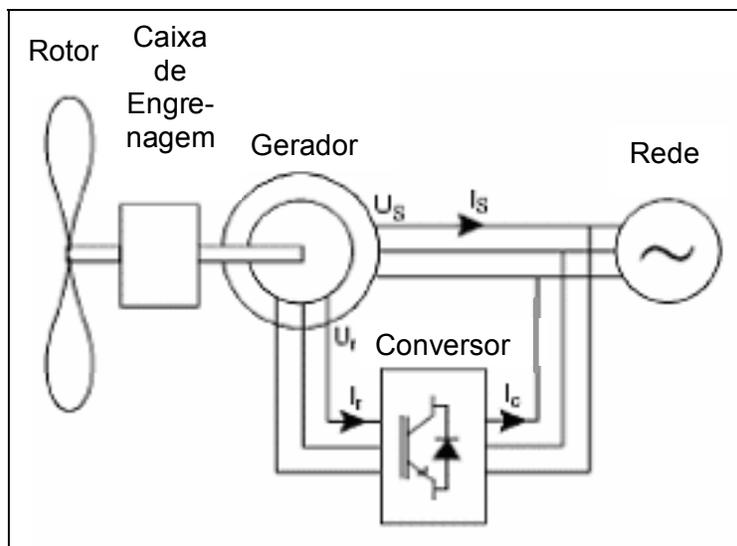


Figura 9. Esquema de um aerogerador de velocidade variável com gerador de indução de dupla alimentação.

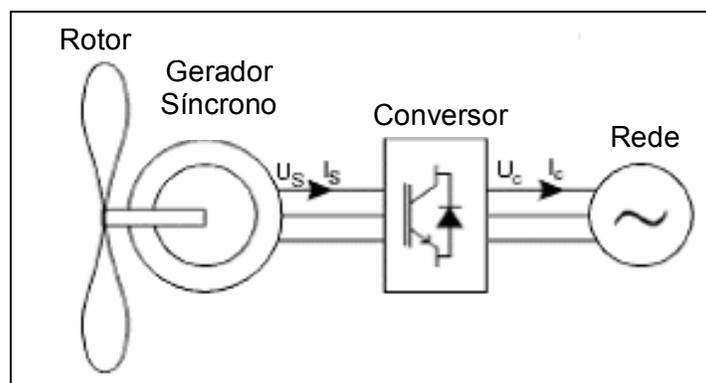


Figura 10. Esquema de um aerogerador de velocidade variável com gerador síncrono.

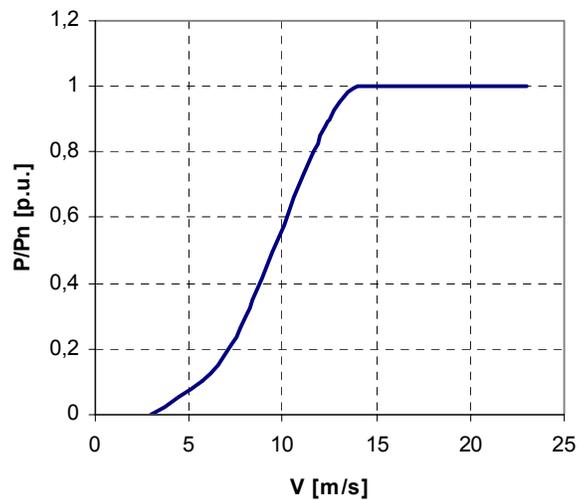
No gerador de indução de dupla alimentação, um conversor back-to-back alimenta as três fases do enrolamento do rotor, permitindo que as frequências elétricas do estator e do rotor sejam iguais, independentemente da velocidade mecânica do rotor. No caso do aerogerador síncrono, o gerador é completamente desacoplado da rede através de um conversor conectado ao enrolamento do estator.

## 2.9 Controle de Potência da Turbina

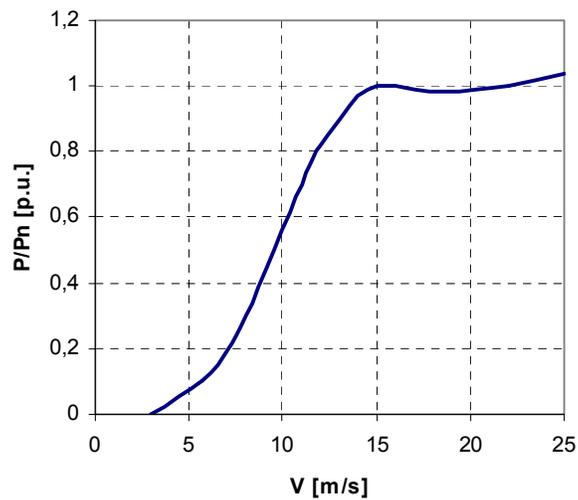
A regulação de potência em turbinas eólicas pode ser feita de duas formas principais: através de perda aerodinâmica na pá ou estol (*stall*) e por variação do ângulo de passo das pás  $\beta$  (*pitch control*). No primeiro caso, o perfil aerodinâmico das pás possibilita que, quando a velocidade do vento supera a velocidade na qual o vento produz a potência nominal, o rendimento começa a decair até voltar ao nível seguro. Já o sistema de regulação por alteração no ângulo de passo da pá, aciona o giro das pás ao longo do eixo longitudinal para controlar a potência conforme as condições do vento, maximizando a eficiência aerodinâmica do rotor.

Turbinas eólicas com regulação de potência estol e por variação de ângulo de pá apresentam algumas diferenças no que diz respeito à curva de potência, conforme ilustrado nas figuras 11 e 12. Máquinas com dispositivo de variação de ângulo de pá possibilitam um controle mais preciso da potência entregue ao gerador, sobretudo na proximidade da potência nominal. Além disso, esse sistema permite uma extração de potência nominal para velocidades de vento superiores à nominal, constituindo uma segurança contra ventos de alta velocidade. Já nas máquinas que utilizam apenas a regulação estol, a limitação da captação da energia do vento é efetuada de forma passiva

por processos aerodinâmicos. A opção por uma forma de regulação de potência está relacionada com a tecnologia e a relação custo/benefício praticada pelo fabricante.



**Figura 11. Regulação de potência com variação do ângulo das pás – potência da turbina versus velocidade do vento.**



**Figura 12. Regulação de potência stol – potência da turbina versus velocidade do vento.**

## Capítulo 3

# Impacto das Centrais Eólicas na Qualidade de Energia

Este capítulo aborda as principais questões relacionadas ao impacto da operação de aerogeradores na qualidade de energia da rede elétrica.

### 3.1 Aspectos Relacionados à Qualidade de Energia

As variações do vento, juntamente com outros fatores relacionados ao comportamento dos aerogeradores, podem ocasionar degradações na qualidade da energia da rede elétrica (BELHOMME *et al.*, 2001, PAPATHANASSIOU *et al.*, 2001, LOPES *et al.*, 2003, SAAVEDRA *et al.*, 2004). Tal fato impõe a necessidade de se definir regras, procedimentos e condições técnicas objetivas e transparentes, que permitam a exploração da rede de forma eficiente e segura, garantindo a qualidade do serviço.

Os principais aspectos relacionados à qualidade de energia, que podem ocorrer durante a operação de aerogeradores interligados a uma rede elétrica, são:

- Variações rápidas e lentas das tensões do sistema;
- Variações dos níveis de potência de curto-circuito;
- Sobrecargas na rede;
- Distorções harmônicas.

Devido à sua natureza, alguns destes fenômenos podem ser analisados através de uma abordagem de regime estacionário, enquanto outros necessitam de uma avaliação dinâmica. Os itens, a seguir, discutem as principais questões relacionadas a cada fenômeno.

## 3.2 Avaliação da Operação em Regime Permanente

### 3.2.1 Variações Lentas de Tensão

As variações de tensão em regime permanente (variações lentas de tensão) no ponto de conexão à rede, podem apresentar-se como fator crítico na avaliação da conexão de um parque eólico. Tradicionalmente, as concessionárias das redes impõem valores limites de variação de tensão que não deveriam ser excedidos em condição normal de operação do sistema. No entanto, durante a última década, a natureza estatística da variação de tensão foi destacada e normas importantes, como a norma europeia EN 50160 (1999), definem limites assumindo um carácter estatístico, ou seja, considerando aceitável que os limites sejam ultrapassados durante parte do tempo. Como exemplo, têm-se os limites de variação lenta de tensão, segundo a norma EN 50160 (1999), para um período de uma semana:

- Redes de baixa tensão:  $\pm 10\%$  da tensão nominal para 95% do tempo e  $-15/+10\%$  durante 100% do tempo;
- Redes de média tensão:  $\pm 10\%$  da tensão nominal para 95% do tempo.

Estes limites são definidos utilizando-se o valor médio das variações ocorridas em intervalos de 10 minutos. A verificação da conformidade destes, implica na utilização de procedimentos elaborados de forma a obter as distribuições de probabilidade em cada nó do sistema. É necessária, então, a realização de estudos de simulação do tipo probabilístico ou fuzzy, considerando o carácter estocástico das cargas e fontes de geração. Em função da dificuldade de se conseguir os dados necessários para este tipo de estudo, e levando em conta que o procedimento para decidir a aceitação ou não da ligação de uma instalação de produção deve ser simples e clara, outra metodologia deve ser utilizada.

A seguir, será apresentado um procedimento de avaliação adotado por alguns países europeus (LOPES *et al.*, 2003). Além de fácil entendimento e aplicação, este procedimento é bastante consistente no sentido de assegurar a qualidade da tensão.

Num primeiro estágio, a máxima variação de tensão ( $\varepsilon(\%)$ ) provocada por uma instalação produtora, no ponto de ligação, deverá ser avaliada para o comportamento em regime estacionário. Para isso, utiliza-se a seguinte relação:

$$\varepsilon(\%) \cong 100 \frac{S_n}{S_k} \cos(\psi_k + \varphi) = \frac{100}{R} \cos(\psi_k + \varphi) \leq \lim \varepsilon(\%) \quad \text{Eq. 1}$$

Onde:

$S_n$  é a potência aparente nominal da instalação de produção;

$S_k$  é a potência aparente nominal de curto-circuito no ponto de conexão da rede;

$\psi_k$  é o ângulo da impedância equivalente de curto-circuito da rede, vista para montante do ponto de ligação;

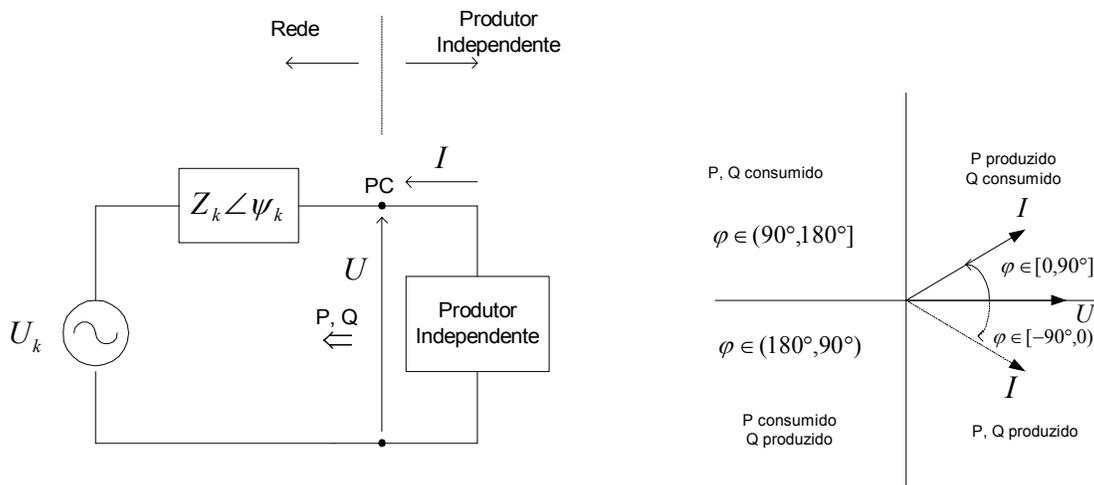
$\varphi$  é a defasagem angular da corrente injetada na rede, pela instalação de produção ( ou seja, o ângulo do fator de potência);

$\lim \varepsilon(\%)$  é o limite admissível de queda de tensão;

$R$  é a relação entre a potência de curto-circuito e a potência aparente nominal da máquina, definida por:

$$R = \frac{S_k}{S_n} \quad \text{Eq. 2}$$

O esquema equivalente para esta análise simplificada é apresentado na figura 13.



**Figura 13. Esquema Equivalente para Análise Simplificada de Instalações de Geração Eólica Sobre Redes de Média Tensão**

As limitações de queda de tensão admissível ( $\lim \varepsilon(\%)$ ) variam de país para país. Na Alemanha, por exemplo, este valor tem sido de 3% e na Grécia é, atualmente, 8%. Outro

exemplo é Portugal, cuja legislação de 1987 impunha um limite de 5% a  $1/R$ , tendo este valor sido alargado para 8% em 1999 e, finalmente, em 2001 eliminou-se esta limitação. Hoje em dia, a aceitação de ligação à rede portuguesa depende de estudos realizados pela concessionária (LOPES *et al.*, 2003).

A adoção por parte de alguns países de limites de queda de tensão mais restritivos que os impostos pela norma de qualidade da onda, EM 50160 (1999), explica-se pelo fato das variações de tensão num ponto da rede resultarem do efeito combinado das variações das cargas e das gerações existentes. Estas variações não são consideradas nesta análise simplificada.

Através da equação 1 observa-se que a variação do desvio de tensão depende do valor do ângulo de impedância da rede e do ângulo associado ao fator de potência da instalação. Sendo assim, a potência máxima admitida para uma instalação de produção dependerá dos valores destes ângulos.

Esta análise possibilita, ainda, avaliar o impacto nas tensões da rede em função de uma saída súbita de serviço da instalação produtora. A entrada ou saída da instalação produtora dará origem a degraus de tensão (positivos ou negativos) que serão atenuados após a atuação dos sistemas de regulação. Esta variação de tensão é, no ponto de ligação à rede, em módulo, igual à que se obtém a partir desta análise simplificada.

Esta abordagem simplificada, porém, não permite avaliar os impactos em sistemas com várias usinas eólicas ligadas numa mesma rede ou quando esta geração alimenta muitos consumidores. Para estes casos, as variações de tensão no sistema são resultantes das variações das instalações de produção, das cargas e da atuação dos sistemas de regulação existentes. Assim, torna-se necessário um estudo de fluxo de potência, levando em conta a configuração da rede, das cargas e da geração disponível. Quatro cenários básicos de operação devem ser examinados:

- a) Carga mínima e mínima geração eólica;
- b) Carga mínima e máxima geração eólica;
- c) Carga máxima e mínima geração eólica;
- d) Carga máxima e máxima geração eólica.

Em função destes cenários de carga e geração, é possível identificar os valores máximos e mínimos para as tensões,  $U_{\max}$  e  $U_{\min}$ , em cada nó da rede.

Cada um dos cenários referidos tem diferente probabilidade de ocorrência. Assim, deve-se utilizar o bom senso na verificação dos limites de tensão referidos, no sentido de excluir as alternativas improváveis. É importante, também, conhecer e utilizar os recursos para controle de tensão disponíveis na rede, como banco de capacitores, reatores, LTCs, controle de tensão proporcionado por máquinas síncronas convencionais, etc. A presença destes equipamentos pode ter bastante influência no comportamento da rede.

Para os casos onde haja complexidade na composição do parque gerador, isto é, regiões com produção térmica e hidráulica em proporções significativas, é necessário estudar-se os cenários secos (maior produção térmica) e cenários úmidos (maior produção hidráulica). No caso do Brasil, a presença de produção hidráulica é significativamente maior do que qualquer outra forma de produção. Além disso, a operação é realizada de forma coordenada em todo sistema interligado, aproveitando as diversidades observadas entre as regiões, no que tange à hidrologia e ao comportamento da carga. Assim, é necessário estudar os diferentes cenários energéticos, garantindo um comportamento satisfatório para qualquer condição.

### **3.2.2 Níveis de Curto-circuito**

A conexão de aerogeradores, dependendo da tecnologia utilizada, pode contribuir para a elevação do nível de curto-circuito na rede elétrica. Em função disto, pode ser necessária uma reavaliação dos equipamentos de proteção, evitando que estes trabalhem acima da capacidade, o que aumentaria as taxas de falha e deterioraria a segurança e a confiabilidade do sistema.

### **3.2.3 Sobrecargas na Rede**

A ligação de geração eólica pode provocar sobrecargas em linhas e transformadores das redes receptoras. Estas sobrecargas podem ocorrer nas redes de distribuição e/ou na rede básica, limitando a integração da produção eólica.

A análise das sobrecargas é elaborada através da utilização de um programa de fluxo de potência e deverá contemplar as seguintes etapas, para um horizonte de planejamento:

- a) Verificação de sobrecargas na rede básica;
- b) Verificação de sobrecargas nas redes de sub-transmissão e distribuição.

Para a avaliação das sobrecargas na rede básica, os seguintes cenários devem ser considerados:

- Patamares de carga pesada, média e leve;
- Previsão das injeções máximas de geração eólica e demais produtores independentes de uma área ou subsistema, que estejam com as condições de acesso definidas;
- Despachos típicos de produção convencional, para cada um dos cenários de consumo, considerando as variações resultantes da integração prevista de geração eólica e demais produtores independentes.
- Situações típicas de exploração da rede, levando em conta os prováveis intercâmbios energéticos entre subsistemas.

A validação das condições de operação de rede básica, segundo o enfoque das sobrecargas em linhas e transformadores, deve levar em conta os padrões de desempenho adotado em cada país, respeitando os limites térmicos dos equipamentos. No caso do Brasil, estes padrões são definidos pelo ONS, nos Submódulos 2.2, 2.3 e 2.4 dos Procedimentos de Rede e consideram o nível de segurança (n-1).

Para a avaliação das sobrecargas nas redes de sub-transmissão e distribuição, devem ser simulados cenários de exploração considerando:

- Patamares de carga pesada, média e leve;
- Previsão das injeções máximas de geração eólica e demais produtores independentes por nó da rede, considerando os projetos que estejam com as condições de acesso definidas;
- Situações típicas de exploração das redes.

A validação das condições de operação das redes de sub-transmissão e distribuição também deve respeitar os limites térmicos das linhas e transformadores. Em função da estrutura destas redes ser predominantemente radial, as condições de operação devem ser verificadas de jusante para montante, até um barramento da rede básica.

### 3.3 Avaliação da Operação em Regime Dinâmico

#### 3.3.1 Variações Rápidas de Tensão – Flicker

De acordo com a norma EN 50160 (1999), variações rápidas de tensão são variações entre dois níveis consecutivos de valor rms da tensão, sustentadas durante um certo tempo (não especificado). De forma a obter-se consistência com a definição das variações lentas de tensão, assume-se que as variações rápidas são muito mais rápidas que o intervalo de medição utilizado para cálculo das variações lentas de tensão, que é de dez minutos.

Os geradores eólicos podem provocar variações de tensão na rede e induzir fenômenos de flicker, que podem ser resultados de entrada e saída de serviço dos geradores (chaveamento) e também da intermitência do recurso energético primário (vento). É importante, assim, limitar a integração dos parques eólicos em função da emissão de flicker.

O flicker ou cintilação é a impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso nas lâmpadas elétricas causada pelas flutuações da tensão de alimentação. Este fenômeno é dependente da amplitude e da forma das variações da tensão e ainda da frequência de repetição (flutuações da ordem de 0,1 a 35 Hz contribuem para o fenômeno).

A severidade de flicker é uma representação quantitativa do incômodo visual percebido pelas pessoas expostas ao fenômeno de flicker. Os níveis de severidade são quantificados pelos indicadores  $P_{st}$  (para curto prazo) e  $P_{lt}$  (para longo prazo), conforme descrito pela Comissão Internacional de Eletrotécnica na Publicação IEC 6100-4-15 (1997).

O indicador  $P_{st}$ , indica a severidade dos níveis de flicker associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos e é calculado a partir dos níveis instantâneos de sensação de cintilação, medidos conforme a seguinte expressão:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1s} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}} \quad \text{Eq. 3}$$

Onde  $P_{0,1}$ ,  $P_1$ ,  $P_3$ ,  $P_{10}$  e  $P_{50}$  correspondem ao nível de sensação de flicker excedido durante 0,1; 1; 3; 10 e 50% do tempo, conforme estabelecido na norma IEC 6100-4-15

(1997). O sufixo *s* indica que valores suavizados devem ser utilizados segundo as equações:

$$P_{50s} = \frac{P_{30} + P_{50} + P_{80}}{3} \quad \text{Eq. 4}$$

$$P_{10s} = \frac{P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17}}{5} \quad \text{Eq. 5}$$

$$P_{3s} = \frac{P_{2,2} + P_3 + P_4}{3} \quad \text{Eq. 6}$$

$$P_{1s} = \frac{P_{0,7} + P_1 + P_{1,5}}{3} \quad \text{Eq. 7}$$

O indicador  $P_{lt}$ , representa a severidade dos níveis de flicker associados à flutuação de tensão verificada num período de algumas horas e é calculado a partir dos registros de  $P_{st}$ , conforme a seguinte expressão:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{sti}^3}{N}} \quad \text{Eq. 8}$$

Onde:

$P_{sti}$  são leituras consecutivas do indicador de curto prazo  $P_{st}$ ;

$N$  é o número de leituras consecutivas do indicador  $P_{st}$ .

A norma IEC 61400-21 (2000) define uma metodologia para avaliar a emissão de flicker atribuída aos aerogeradores, tanto em operação contínua quanto em operação de chaveamento. A norma define ainda, uma metodologia para avaliação simplificada do impacto das operações de chaveamento de aerogeradores na variação da tensão nos barramentos de ligação à rede.

### 3.3.1.1 Emissão de Flicker em Operação Normal (Contínua)

A operação normal ou contínua, como o próprio nome já diz, é a operação normal do aerogerador, excluindo as operações de partida e parada. Esta operação pode provocar variações rápidas de tensão na rede, em função de flutuações da potência entregue pelo aerogerador. Esta situação é relevante, sobretudo, para o caso de máquinas de

velocidade constante, onde o gerador é conectado diretamente à rede e transmite, com mais intensidade, os efeitos das variações do vento (turbulências) e o efeito de sombra das torres.

Para a caracterização dos níveis de emissão de flicker produzidos pelos aerogeradores em operação normal, é calculado, segundo a norma IEC 61400-21 (2000), um coeficiente de emissão de flicker para operação normal (*flicker coefficient for continuous operation*),  $c(\psi_k, v_a)$ . Este coeficiente é determinado através de testes de certificação e é dependente da velocidade média anual de vento no local onde os geradores são instalados ( $v_a$ ) e do ângulo da impedância equivalente de curto-circuito da rede, no ponto de ligação da central eólica ( $\psi_k$ ).

De posse das informações sobre  $c(\psi_k, v_a)$ , que devem ser incluídas no certificado do gerador, pode-se determinar o nível esperado de emissão de flicker para uma determinada instalação, conforme a equação:

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) \frac{S_n}{S_k} \quad \text{Eq. 9}$$

Onde:

$c(\psi_k, v_a)$  é o coeficiente de emissão de flicker para operação contínua do aerogerador, para um dado ângulo de impedância de curto-circuito no ponto de ligação da central eólica ( $\psi_k$ ), e para uma dada velocidade de vento média na altura da nacele do aerogerador ( $v_a$ );

$S_n$  é a potência aparente nominal do aerogerador;

$S_k$  é a potência aparente nominal de curto-circuito no ponto de conexão da rede.

Os indicadores de severidade de flicker de curto e longo prazo são considerados idênticos para o caso dos geradores eólicos operando em condição normal.

Para o caso de um parque eólico com N aerogeradores, a seguinte expressão pode ser aplicada, de acordo com a norma IEC 61400-21 (2000), para obter-se uma estimativa dos índices de severidade de flicker:

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^N (c_i(\psi_k, v_a) \cdot S_{n,i})^2}$$

Onde:

$i$  se refere ao  $i$ -ésimo aerogerador da central eólica;

$N$  é o número total de aerogeradores da central;

$c_i(\psi_k, v_a)$  é o coeficiente de flicker individual de cada aerogerador;

$S_{n,i}$  é a potência aparente nominal individual de cada aerogerador;

Os níveis de referência para os índices  $P_{lt}$  e  $P_{st}$  durante a operação normal, segundo a norma IEC 6100-3-7 (1996), são:

- Tensões da rede de ligação da central eólica entre 1 kV e 35 kV:  $P_{st} = P_{lt} \leq 0,9$ ;
- Tensões da rede de ligação da central eólica maiores que 35 kV:  $P_{st} = P_{lt} \leq 0,3$ .

### 3.3.1.2 Emissão de Flicker em Operação de Chaveamento

No caso das operações de chaveamento, a magnitude das variações de tensão e os níveis de emissão de flicker produzidos pelos aerogeradores dependem do nível de tensão onde a central eólica vai ficar ligada, da potência dos geradores e da frequência das manobras.

Para a caracterização dos níveis de emissão de flicker resultantes de operações de chaveamento, é calculado, segundo a norma IEC 61400-21 (2000), o coeficiente de emissão de flicker para operação de chaveamento (*flicker step factor*),  $k_f(\psi_k)$ . Este coeficiente também é determinado através de testes de certificação, cujos procedimentos encontram-se detalhados na referida norma.

De posse das informações sobre  $k_f(\psi_k)$ , que devem ser incluídas no certificado do gerador, pode-se determinar o nível esperado de emissão de flicker em operações de chaveamento para um único aerogerador conectado a uma rede, através das expressões:

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad \text{Eq. 11}$$

$$P_{lt} = 18 \cdot N_{120}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad \text{Eq. 12}$$

Onde:

$\psi_k$  é o ângulo de impedância de curto-circuito no ponto de conexão à rede;

$N_{10}$  número de operações de chaveamento de um único aerogerador dentro de um período de 10 minutos;

$N_{120}$  número de operações de chaveamento de um único aerogerador dentro de um período de 120 minutos;

$S_n$  é a potência aparente nominal do aerogerador;

$S_k$  é a potência aparente nominal de curto-circuito no ponto de conexão à rede.

No caso de mais aerogeradores estarem conectadas num mesmo ponto, o nível estimado de emissão de flicker é determinado segundo as equações:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \cdot \left( \sum_{i=1}^N N_{10,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad \text{Eq. 13}$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \cdot \left( \sum_{i=1}^N N_{120,i} \cdot (k_{f,i}(\psi_k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad \text{Eq. 14}$$

onde:

$N$  é o número de geradores conectados a um mesmo barramento, funcionando em simultâneo;

$k_{f,i}(\psi_k)$  é o coeficiente de emissão de flicker para operação de chaveamento de cada aerogerador, para um dado ângulo de impedância de curto-circuito  $\psi_k$  no ponto de conexão à rede;

$N_{10,i}$  número de operações de chaveamento de cada aerogerador dentro de um período de 10 minutos;

$N_{120,i}$  número de operações de chaveamento de cada aerogerador dentro de um período de 120 minutos;

$S_{n,i}$  é a potência aparente nominal individual de cada aerogerador;

$S_k$  é a potência aparente nominal de curto-circuito no ponto de conexão à rede.

Os níveis de referência para os índices  $P_{lt}$  e  $P_{st}$  durante operações de chaveamento, segundo a norma IEC 6100-3-7 (1996), são:

Tensões da rede de ligação da central eólica entre 1 kV e 35 kV:  $P_{st} \leq 0,9$  e  $P_{lt} \leq 0,7$ ;

Tensões da rede de ligação da central eólica maiores que 35 kV:  $P_{st} \leq 0,3$  e  $P_{lt} \leq 0,2$ .

O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) estabelece, nos Submódulos 2.2 – Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para Suas Instalações – e 3.8 – Requisitos Mínimo para Conexão à Rede Básica - dos Procedimentos de Rede, os valores limites, por conexão individual, para os indicadores de severidade  $P_{lt}$  e  $P_{st}$  nos barramentos da Rede Básica. Estes valores foram obtidos a partir de campanhas de medição realizadas em barramentos da Rede Básica que alimentam cargas não lineares e em pontos da rede de distribuição secundária próximos a estas instalações.

### 3.3.1.3 Afundamento de Tensão Devido a Operação de Chaveamento

Uma avaliação simplificada do impacto da ligação de geração eólica no valor das quedas de tensão nos barramentos de conexão à rede, pode ser efetuada segundo a norma IEC 61400-21 (2000), através da seguinte expressão:

$$d \max(\%) = 100 \cdot k_u(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} = \frac{100}{R} \cdot k_u(\psi_k) \quad \text{Eq. 15}$$

Onde  $k_u(\psi_k)$  é o fator de variação da tensão (*voltage change factor*), para um dado ângulo de impedância de curto-circuito  $\psi_k$  no ponto de conexão à rede. Este fator é definido através de testes de certificação, cujos procedimentos são definidos na norma IEC 61400-21 (2000).

Quando não se conhece este fator, pode-se utilizar a relação entre o valor da corrente de partida e a corrente nominal do gerador (com valores típicos entre 1 e 8).

### **3.3.2 Harmônicos**

A utilização de geradores eólicos com sistemas de conversão de energia dotados de conversores eletrônicos pode causar distorções nas formas de onda de tensão e corrente. Essas distorções podem ser interpretadas pela presença de componentes harmônicos. É importante, então, a definição de regras para integração deste tipo de geração que avaliem o grau de distorção harmônica e identifique a necessidade de medidas corretivas. Algumas normas e recomendações relativas a níveis limites de distorção harmônica foram definidas pela IEC e pelo IEEE. Destaca-se a norma IEC 61000-3-6 (1996), que serviu de base para a definição dos procedimentos de conexão de aerogeradores em alguns países europeus. A metodologia apresentada nesta norma engloba 3 etapas principais:

- a) Determinação dos níveis toleráveis para distorção harmônica de tensão na rede receptora;
- b) Alocação dos limites de distorção às instalações produtoras;
- c) Identificação dos limites toleráveis para as correntes harmônicas injetadas pelas instalações produtoras.

#### **3.3.2.1 Determinação dos Níveis Toleráveis Para Distorção Harmônica de Tensão na Rede Receptora**

É de responsabilidade das concessionárias das redes definirem seus níveis de compatibilidade e níveis de planejamento de distorção harmônica, em função dos níveis de qualidade desejados.

Níveis de compatibilidade são valores de tensão harmônicas especificados para o sistema, que asseguram a operação correta para a maioria dos dispositivos ou equipamentos existentes na rede elétrica. Estes valores promovem a coordenação entre os equipamentos causadores e aqueles susceptíveis às distorções harmônicas.

Já os níveis de planejamento são os valores máximos de tensões harmônicas estabelecidos pela concessionária, para qualquer barra do sistema. Estes valores levam em conta as distorções causadas pela operação conjunta de todos os consumidores e equipamentos da própria concessionária. Servem como uma garantia da qualidade de tensão fornecida aos consumidores. Os níveis de planejamento são maiores ou iguais aos níveis de compatibilidade.

A norma IEC 61000-3-6 (1996) apresenta alguns valores de referência para os níveis de planejamento, ilustrados na tabela 4.

**Tabela 4. Níveis de planejamento para a qualidade da onda segundo a norma IEC 61000-3-6 (1996)**

harmônicos Impares ≠ 3k			harmônicos Impares = 3k			harmônicos Pares		
Ordem h	Tensão harmônica (%rel.nominal)		Ordem h	Tensão harmônica (%rel.nominal)		Ordem h	Tensão harmônica (%rel.nominal)	
	MT	AT		MT	AT		MT	AT
5	5	2	3	4	2	2	1,6	1,5
7	4	2	9	1,2	1	4	1	1
11	3	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	2,5	1,5	21	0,2	0,2	8	0,4	0,4
17	1,6	1	>21	0,2	0,2	10	0,4	0,4
19	1,2	1				12	0,2	0,2
23	1,2	0,7				>12	0,2	0,2
25	1,2	0,7						
>25	0,2 + 0,5*(25/h)	0,2 + 0,5*(25/h)						

TDH: 6,5% na MT e 3% na AT

### 3.3.2.2 Alocação de Limites de Distorção Harmônica de Tensão Às Instalações de Geração

Para efetuar o controle da emissão de distorção harmônica é necessário considerar a distorção transmitida de outros níveis de tensão e a distorção provocada pelas cargas/geradores ligados sobre o próprio nível de tensão onde serão ligadas as usinas eólicas.

A norma IEC 61000-3-6 (1996) descreve uma metodologia para determinação dos níveis toleráveis de emissão de harmônico para redes de média e alta tensão, levando em conta esta transferência harmônica entre os níveis de tensão. Além disso, a norma descreve o procedimento para cálculo do limite de distorção individual de cada usina eólica. Este limite, que é proporcional à potência nominal da geração a ser instalada, é determinado de forma que a resultante das distorções individuais de todas as instalações não exceda o limite tolerável da rede.

### 3.3.2.3 Identificação e Compatibilização dos Limites Toleráveis Para as Correntes Harmônicas Injetadas Pelas Instalações Produtoras.

A última etapa consiste em verificar se o nível de emissão de distorção harmônica proveniente de uma instalação eólica é compatível com os níveis de distorção toleráveis pela rede.

A norma IEC 61000-3-6 (1996), descreve um procedimento para calcular os limites de distorções harmônicas de corrente toleráveis pela rede, a partir dos limites de distorções harmônicas de tensão.

Já a norma IEC 61400-21 (2000), define a seguinte expressão, que estima as correntes harmônicas provenientes de uma instalação eólica:

$$I_{h\Sigma} = \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{re}} \left( \frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\alpha} \quad \text{Eq. 16}$$

onde:

$N_{re}$  é o número de aerogeradores ligados num mesmo ponto de conexão;

$I_{h\Sigma}$  é a distorção harmônica de ordem  $h$  da corrente no ponto de conexão;

$n_i$  é a relação de transformação do  $i$ -ésimo aerogerador;

$I_{h,i}$  é a distorção harmônica de ordem  $h$  da corrente do  $i$ -ésimo aerogerador;

$\alpha$  é o expoente da regra da soma de harmônicos, especificados na tabela 5.

Segundo a norma IEC 61400-21 (2000), os valores de  $I_{h,i}$  devem estar identificados no certificado de medidas do equipamento de conversão do aerogerador.

**Tabela 5. Valores do expoente da regra de soma de harmônicos segundo a norma IEC 61000-3-6 (1996)**

Ordem, $h$	Expoente, $\alpha$
$h < 5$	<b>1</b>
$5 \leq h \leq 10$	<b>1,4</b>
$h > 10$	<b>2</b>

Para haver condições de aceitação de ligação à rede, o nível de emissão de distorção harmônica de corrente provenientes da usina eólica (dado pela equação 16), deverá ser menor que os níveis toleráveis pela rede.

## Capítulo 4

### Modelagem dos Geradores Eólicos

Neste capítulo são apresentados os modelos de aerogeradores utilizados nas simulações dinâmicas: aerogerador de indução ligado diretamente à rede e aerogerador de indução de dupla alimentação.

#### 4.1 Tipos de Aerogeradores e Programas de Simulação Utilizados

A presença de elevada geração eólica nos sistemas de potência, juntamente com o fato das novas usinas eólicas possuírem tamanhos cada vez maiores, levam à necessidade de se trabalhar com modelos realistas nas avaliações do impacto desta geração no sistema.

Os dois tipos de aerogeradores utilizados nas análises dinâmicas deste trabalho são:

- Aerogerador com gerador de indução ligado diretamente à rede;
- Aerogerador com gerador de indução de dupla alimentação.

Para a realização das simulações de desempenho destes aerogeradores, utilizou-se os programas MATLAB/Simulink e Power Factory DIgSILENT.

O Simulink é um programa de modelagem, simulação e análise de sistemas dinâmicos, integrado ao programa MATLAB. Sua interface gráfica permite a construção de modelos a partir de diagramas de blocos. Este programa possui uma vasta biblioteca de modelos prontos e exemplos demonstrativos, que são organizados por categoria. A modelagem do sistema eletromecânico utilizado nas simulações contou com alguns destes modelos.

O programa Power Factory, da empresa alemã DIgSILENT, é um programa integrado de sistema de potência, que permite as seguintes análises:

- Fluxo de Potência;
- Curto-circuito;
- Estabilidade Eletromecânica;
- Transitório Eletromagnético;

- Análise Harmônica;
- Confiabilidade.

O Power Factory também possui uma extensa biblioteca de modelos, que é mantida e ampliada continuamente. Juntamente com a interface gráfica do programa, esta biblioteca permite a rápida confecção de redes elétricas.

As análises do aerogerador de indução ligado diretamente à rede contam com simulações no Simulink e no Power Factory. No caso do Simulink, utilizou-se um modelo mais simplificado, no qual tanto o modelo da turbina eólica quanto os parâmetros do gerador foram extraídos de um exemplo demonstrativo do MATLAB (GAGNON *et al.*, 2002). A modelagem no Power Factory, mais complexa, foi realizada através da combinação de componentes e estruturas disponíveis na biblioteca do programa.

As análises do aerogerador de dupla alimentação foram realizadas, apenas, no âmbito do Power Factory e contam com um modelo resultante de atividades de pesquisa e consultoria realizadas pela DigSILENT. A implementação deste modelo no MATLAB está fora do escopo deste trabalho.

## **4.2 Modelo do Aerogerador com Gerador de Indução Ligado Diretamente à Rede**

O Modelo do aerogerador de indução ligado diretamente à rede possui os seguintes componentes (SØRENSEN *et al.*, 2002):

- Máquina primária: composta pela turbina eólica e pelo acoplamento entre a turbina e o gerador;
- Gerador de indução com rotor de gaiola.

É importante mencionar que as funções de proteção não estão implementadas neste modelo de aerogerador.

### **4.2.1 Máquina Primária**

A máquina primária representa a conversão da energia cinética do vento que flui através das pás da turbina, em energia rotacional no eixo do gerador. Seu modelo é subdividido em dois sub-modelos:

- Turbina, que transforma a energia dos ventos em energia rotacional no eixo da turbina;
- Acoplamento entre a turbina e o gerador, incluindo a caixa de engrenagens.

#### 4.2.1.1 Turbina Eólica

Nesta seção são apresentados os aspectos relacionados à conversão da energia cinética dos ventos em energia rotacional.

A energia cinética de uma massa de ar  $m$  com velocidade  $v_w$  é dada por:

$$E_k = \frac{m}{2} \cdot v_w^2 \quad \text{Eq. 17}$$

A potência associada a esta massa de ar em movimento é obtida através da derivada da energia cinética em relação ao tempo:

$$P_0 = \frac{\partial E_k}{\partial t} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\partial m}{\partial t} \cdot v_w^2 = \frac{1}{2} \cdot q \cdot v_w^2 \quad \text{Eq. 18}$$

onde  $q$  representa o fluxo de massa de ar, dado pela seguinte expressão:

$$q = \rho \cdot v_w \cdot A \quad \text{Eq. 19}$$

onde  $\rho$  é a densidade do ar e  $A$  é a seção transversal do fluxo de ar.

Somente uma fração desta potência pode ser extraída pela turbina eólica e convertida em potência rotacional no eixo. Esta fração de potência ( $P_{tur}$ ) depende da velocidade do vento, da velocidade do rotor, da posição das pás (no caso da existência do controlador de ângulo das pás) e do desenho da turbina. O coeficiente associado a este rendimento é denominado coeficiente de eficiência aerodinâmica (*aerodynamic efficiency*) ( $C_p$ ):

$$C_p = \frac{P_{tur}}{P_0} \quad \text{Eq. 20}$$

onde:

$P_0$  é a potência total associada à massa de ar em movimento;

$P_{tur}$  é a potência convertida em potência rotacional no eixo da turbina.

Para um desenho específico de turbina, os valores de  $C_p$  são usualmente apresentados como função do ângulo de passo das pás ( $\beta$ ) e da razão de velocidade (*tip speed ratio*) ( $\lambda$ ). O *tip speed ratio* representa a razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá da turbina e a velocidade do vento:

$$\lambda = \frac{\omega_{tur} \cdot R}{v_w} \quad \text{Eq. 21}$$

onde:

$\omega_{tur}$  é a velocidade angular da turbina eólica;

$R$  é o raio das pás da turbina.

O programa Power Factory permite a representação das características de  $C_p$ , a partir da entrada de diferentes valores de  $\beta$  e  $\lambda$  dispostos em uma tabela. Um método de interpolação é utilizado para cálculo de  $C_p$  nas regiões entre os valores de entrada, evitando a necessidade de trabalhar-se com um número elevado de valores na tabela. A figura 14 ilustra esta característica. No caso da turbina do aerogerador de indução ligado diretamente à rede, que não possui o controle do ângulo das pás, a característica de  $C_p$  é representada, apenas, para  $\beta = 0^\circ$ .

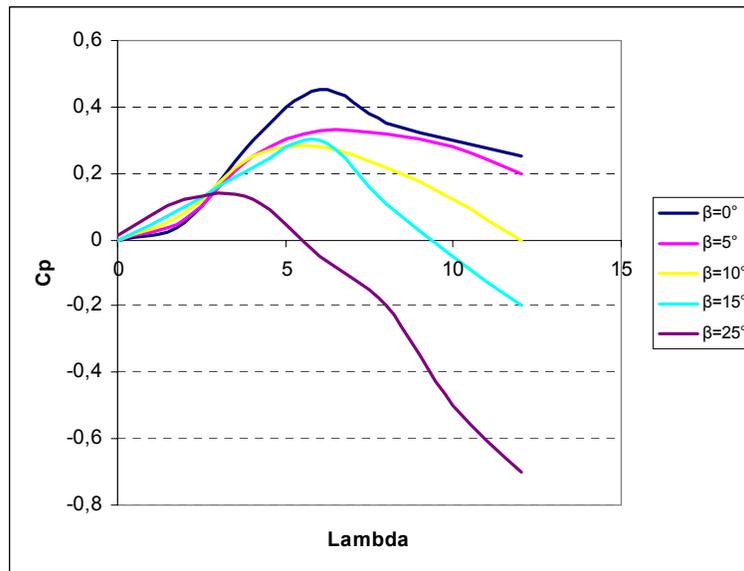


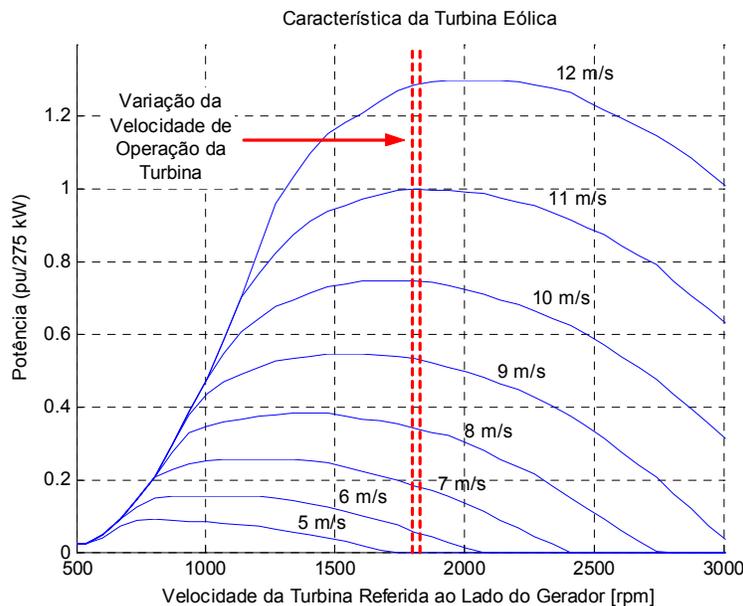
Figura 14. Característica de  $C_p(\lambda, \beta)$  para o modelo do Power Factory

Uma forma alternativa de se obter  $C_p$  é através de métodos analíticos. Porém, como os dados referentes a este coeficiente estão, na maioria das vezes, disponíveis em formatos tabulares, esta alternativa não foi contemplada.

Finalmente, a potência mecânica extraída do vento é calculada, utilizando-se:

$$P_{tur} = \frac{\rho}{2} \pi R^2 \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v_w^3 \quad \text{Eq. 22}$$

No modelo do MATLAB/Simulink, a potência da turbina é obtida através da característica apresentada na figura 15, que relaciona diretamente a potência da turbina com as velocidades do vento e da turbina.



**Figura 15 Característica da potência da turbina eólica para o modelo do MATLAB/Simulink**

#### 4.2.1.2 Acoplamento Entre a Turbina e o Gerador

Nos casos de simulação com o Power Factory DigSILENT, os modelos de aerogeradores possuem modelagem do acoplamento entre a turbina e o gerador, garantindo maior precisão nas análises. Este acoplamento é responsável pela conversão do torque extraído do vento pela turbina ( $T_{tur}$ ) em torque entregue ao gerador através do eixo ( $T_{eixo}$ ).

O eixo do aerogerador é aproximado por um modelo de duas massas, representadas pelas inércias da turbina ( $J_{tur}$ ) e do gerador ( $J_{ger}$ ), conforme ilustrado na figura 16, sendo a inércia da turbina bastante superior à inércia do gerador. A inércia da caixa de engrenagens é implementada como parte da inércia do gerador.

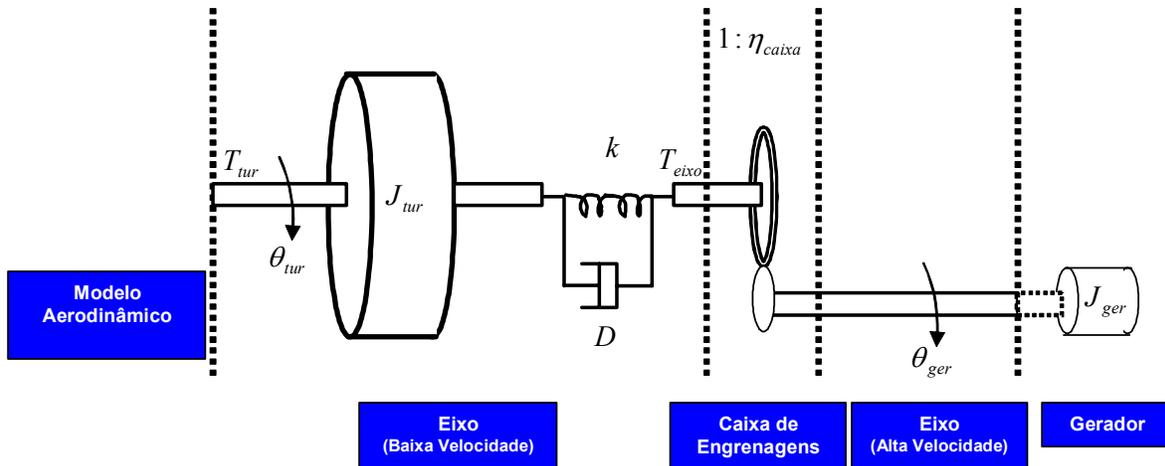


Figura 16. Modelo do acoplamento turbina – gerador no Power Factory

O componente do eixo de baixa velocidade é modelado através de um coeficiente de rigidez  $k$  e de um coeficiente de amortecimento  $D$ , enquanto o componente de alta velocidade é considerado rígido.

A dinâmica do eixo é descrita através das seguintes equações:

$$\dot{\theta}_{tur} = \omega_{tur} \quad \text{Eq. 23}$$

$$\dot{\theta}_k = \omega_{tur} - \frac{\omega_{ger}}{\eta_{caixa}} \quad \text{Eq. 24}$$

$$\dot{\omega}_{tur} = (T_{tur} - T_{eixo}) / J_{tur} \quad \text{Eq. 25}$$

onde  $\theta_k = \theta_{tur} - \theta_{ger} / \eta_{caixa}$  é a diferença angular entre as duas extremidades da componente de eixo de baixa velocidade.

O torque mecânico entregue ao gerador pelo eixo ( $T_{eixo}$ ) e a potência mecânica do gerador ( $P_{mec}$ ) são determinados através das equações:

$$T_{eixo} = D\left(\omega_{tur} - \frac{\omega_{ger}}{\eta_{caixa}}\right) + k\theta_k \quad \text{Eq. 26}$$

$$P_{mec} = \omega_{ger} \frac{T_{eixo}}{\eta_{caixa}} \quad \text{Eq. 27}$$

É importante mencionar que, no modelo de aerogerador do MATLAB/Simulink, este acoplamento não é representado.

#### 4.2.1.3 Gerador de Indução

O modelo dinâmico do gerador de indução é aquele tradicionalmente utilizado na análise de máquinas, que consiste em referir as diversas grandezas do estator e do rotor a um sistema de eixos “dq” ortogonais entre si. Para este caso, adotou-se como referência o sistema de eixos fixos ao rotor, com o eixo “d” alinhado ao fluxo magnético do rotor. As figuras 17 e 18 apresentam o sistema elétrico equivalente do gerador.

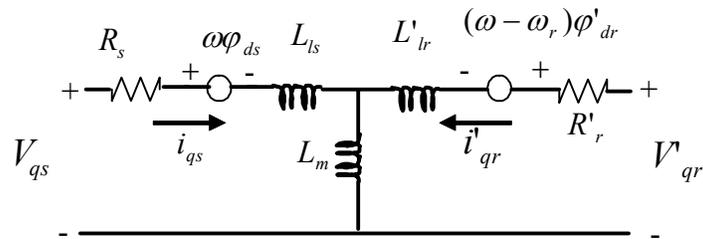


Figura 17. Sistema elétrico equivalente do gerador de indução – eixo q

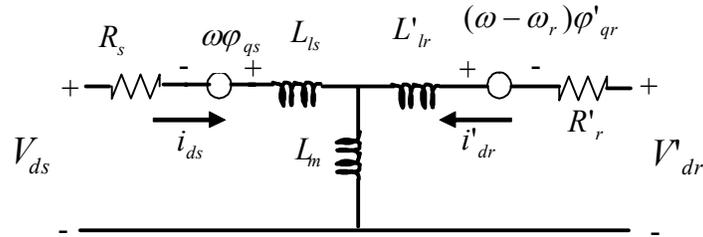


Figura 18. Sistema elétrico equivalente do gerador de indução – eixo d

As equações que regem este modelo são apresentadas a seguir:

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \phi_{qs} + \omega \phi_{ds} \quad \text{Eq. 28}$$

$$V_{ds} = R_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \phi_{ds} - \omega \phi_{qs} \quad \text{Eq. 29}$$

$$V'_{qr} = R'_r i'_{qr} + \frac{d}{dt} \phi'_{qr} + (\omega - \omega_r) \phi'_{dr} \quad \text{Eq. 30}$$

$$V'_{dr} = R'_r i'_{dr} + \frac{d}{dt} \phi'_{dr} - (\omega - \omega_r) \phi'_{qr} \quad \text{Eq. 31}$$

$$T_e = 1.5 p (\phi_{ds} i_{qs} - \phi_{qs} i_{ds}) \quad \text{Eq. 32}$$

Sendo:

$$\varphi_{qs} = L_s i_{qs} + L_m i'_{qr} \quad \text{Eq. 33}$$

$$\varphi_{ds} = L_s i_{ds} + L_m i'_{dr} \quad \text{Eq. 34}$$

$$\varphi'_{qr} = L'_r i'_{qr} + L_m i_{qs} \quad \text{Eq. 35}$$

$$\varphi'_{dr} = L'_r i'_{dr} + L_m i_{ds} \quad \text{Eq. 36}$$

$$L_s = L_{ls} + L_m \quad \text{Eq. 37}$$

$$L'_r = L'_{lr} + L_m \quad \text{Eq. 38}$$

Para completar o modelo, são necessárias as seguintes equações mecânicas:

$$\frac{d}{dt} \omega_m = \frac{1}{2H} (T_e - F \omega_m - T_m) \quad \text{Eq. 39}$$

$$\frac{d}{dt} \theta_m = \omega_m \quad \text{Eq. 40}$$

onde:

$R_s$  é a resistência do estator;

$L_{ls}$  é a indutância de dispersão do estator;

$R'_r$  é a resistência do rotor, referida ao estator;

$L'_{lr}$  é a indutância de dispersão do rotor, referida ao estator;

$L_m$  é a indutância de magnetização;

$L_s$  é a indutância total do estator;

$L'_r$  é a indutância total do rotor, referida ao estator;

$V_{qs}$  é a tensão no estator – eixo q;

$i_{qs}$  é a corrente no estator – eixo q;

$V'_{qr}$  é a tensão no rotor – eixo q;

$i'_{qr}$  é a corrente no rotor – eixo q;

$V_{ds}$  é a tensão no estator – eixo d;

$i_{ds}$  é a corrente no estator – eixo d;

$V'_{dr}$  é a tensão no rotor – eixo d;

$i'_{dr}$  é a corrente no rotor – eixo d;

$\varphi_{qs}$  é o fluxo magnético no estator – eixo q;

$\varphi_{ds}$  é o fluxo magnético no estator – eixo d;

$\varphi'_{qr}$  é o fluxo magnético no rotor – eixo q;

$\varphi'_{dr}$  é o fluxo magnético no rotor – eixo d;

$p$  é o número de pares de pólos do gerador;

$\omega_m$  é a velocidade angular mecânica do rotor;

$\omega_r$  é a velocidade angular elétrica do rotor;

$\omega$  é a velocidade síncrona;

$T_e$  é o torque eletromagnético do gerador;

$T_m$  é o torque mecânico entregue no eixo do rotor;

$H$  é a constante de inércia do conjunto gerador + turbina;

$F$  é o coeficiente de atrito viscoso do rotor.

No caso da máquina de indução com rotor de gaiola, o enrolamento do rotor é curto-circuitado, resultando em tensões nulas no rotor. Assim,  $V'_{qr} = V'_{dr} = 0$ .

O modelo da máquina de indução do DlgSILENT não leva em conta os transitórios elétricos do estator. Assim, as equações da tensão no estator passam a ser:

$$V_{qs} = R_s i_{qs} + \omega \varphi_{ds} \quad \text{Eq. 41}$$

$$V_{ds} = R_s i_{ds} - \omega \varphi_{qs} \quad \text{Eq. 42}$$

Já as simulações com o MATLAB/Simulink consideram estes transitórios.

### 4.3 Modelo do Aerogerador com Gerador de Dupla Alimentação

Os principais componentes do modelo do aerogerador de dupla alimentação são (DIGSILENT, 2003):

- Máquina primária, que consiste na turbina eólica, no controlador do ângulo das pás da turbina e no acoplamento entre a turbina e o gerador;
- Gerador de indução de dupla alimentação;
- Sistema de controle do gerador de dupla alimentação, que regula a geração de potência ativa e reativa através do conversor conectado ao rotor;
- Sistema de Proteção.

#### 4.3.1 Máquina Primária

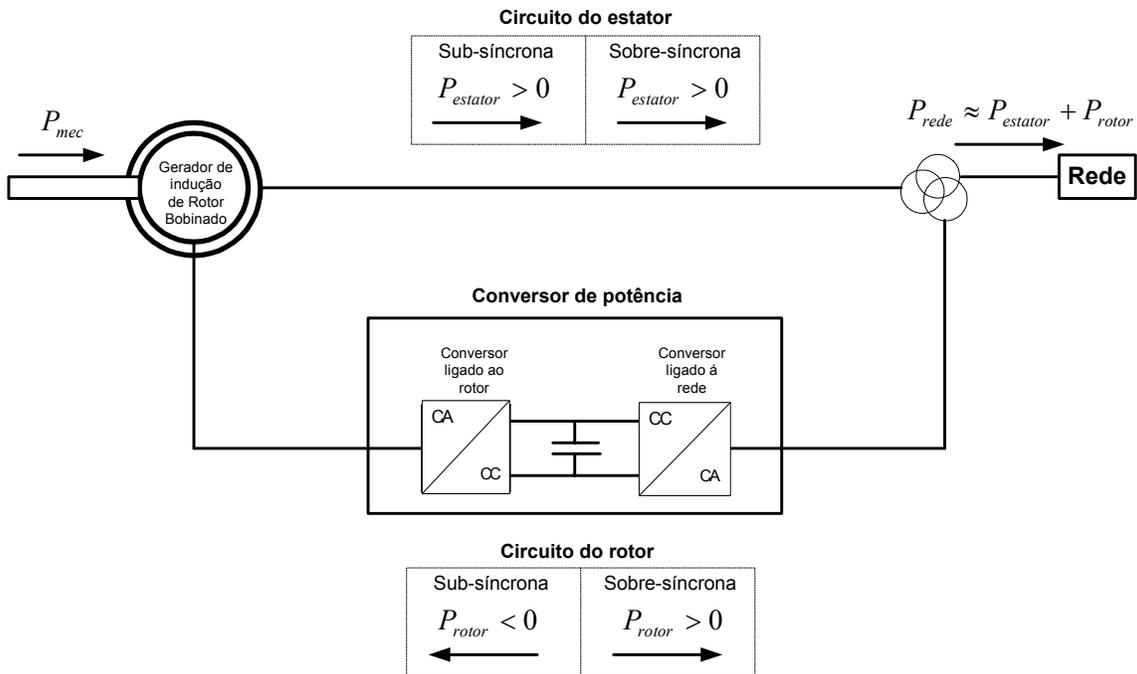
O modelo de máquina primária é o mesmo utilizado no aerogerador de indução ligado diretamente à rede, acrescido pelo modelo do controle de ângulo de passo das pás, que será discutido no item 4.3.4 deste trabalho.

#### 4.3.2 Gerador de Indução de Dupla Alimentação

##### 4.3.2.1 Características

A configuração típica do Gerador de Indução de Dupla Alimentação, apresentada na figura 19, consiste num gerador de indução de rotor bobinado, com os enrolamentos do estator conectados diretamente à rede trifásica e com os enrolamentos do rotor conectados a um conversor de potência back-to-back (HANSEN *et al.*, 2004). Este conversor é bidirecional e consiste em dois conversores de tensão independentes, conectados a uma barra CC. Os conversores são apresentados na figura 19 como conversor ligado ao rotor e conversor ligado à rede. Um transformador de três

enrolamentos é utilizado para compatibilizar as tensões da rede com as tensões do estator e do rotor da máquina de dupla alimentação.



**Figura 19. Diagrama do fluxo de potência no gerador de indução de dupla alimentação.**

O comportamento do gerador é governado pelos conversores, que controlam a magnitude e o ângulo de fase da tensão do rotor. Isto permite controlar as potências ativa e reativa do gerador além de possibilitar o desacoplamento entre a frequência mecânica do rotor e a frequência elétrica da rede.

Este desacoplamento permite que a turbina opere com máxima eficiência para diferentes velocidades de vento, ou seja, para uma determinada velocidade de vento  $v_w$ , a turbina irá operar numa velocidade  $\omega_{tur}$  que maximize  $C_p(\lambda, \beta)$ .

A operação do gerador de indução de dupla alimentação pode ocorrer dentro de uma ampla, mas restrita, variação de velocidade. Quanto maior a variação de velocidade permitida, maior deverá ser a capacidade do conversor, o que aumenta significativamente os custos deste equipamento.

Assumindo que todas as perdas nos circuitos do estator e do rotor podem ser desconsideradas, a potência através do conversor de potência (através do circuito do rotor) ( $P_{rotor}$ ), também conhecida como potência de escorregamento, pode ser

determinada multiplicando-se a potência do estator ( $P_{estator}$ ) pelo escorregamento ( $s$ ) (HANSEN *et al.*, 2003). A potência entregue pelo estator, por sua vez, pode ser determinada em função da potência total entregue à rede ( $P_{rede}$ ) ou da potência mecânica ( $P_{mec}$ ):

$$P_{rotor} \approx -sP_{estator} \quad \text{Eq. 43}$$

$$P_{estator} \approx \frac{P_{rede}}{(1-s)} = \eta_{ger} \frac{P_{mec}}{(1-s)} \quad \text{Eq. 44}$$

Onde  $\eta_{ger}$  é a eficiência do gerador.

Dependendo da condição de operação do gerador, o fluxo de potência ativa no rotor pode assumir dois sentidos: fluirá da rede para o rotor ( $P_{rotor} < 0$ ), em casos de operação subsíncrona (escorregamento  $s > 0$ ) e do rotor para a rede ( $P_{rotor} > 0$ ), para operação sobre-síncrona (escorregamento  $s < 0$ ). Esta é a razão para que se utilize um conversor back-to-back PWM bi-direcional.

O escorregamento é definido por:

$$s = \frac{\omega - \omega_r}{\omega} \quad \text{Eq. 45}$$

Onde:

$\omega$  é a velocidade síncrona;

$\omega_r$  é a velocidade angular elétrica da máquina.

É importante informar que, para uma máquina de indução de dupla alimentação, é o sinal do torque elétrico, independentemente do escorregamento, que indica se esta opera como motor ou gerador.

A presença do conversor de potência permite ao aerogerador de dupla alimentação operar de forma mais versátil e flexível, quando comparado ao gerador de indução ligado diretamente à rede. Através dos anéis coletores, o conversor supre os enrolamentos do

rotor com uma tensão de frequência e amplitude variáveis. Isto permite ao gerador as seguintes capacidades de controle e operação:

- Controle de potência reativa, sendo capaz de gerar e absorver reativo com o propósito de efetuar controle de tensão.
- Magnetização do gerador através do circuito do rotor, independentemente das tensões na rede.
- Desacoplamento do controle de potência ativa e reativa, através de controles independentes da corrente de excitação do rotor.

#### 4.3.2.2 Modelagem do Gerador de Indução e do Conversor Conectado ao Rotor

O modelo de máquina de indução de dupla alimentação do DIGSILENT corresponde ao modelo usual de máquina de indução (apresentado no item 4.2.1.3), incluindo a conexão de um conversor PWM em série com a impedância do rotor, conforme ilustrado nas figuras 20 e 21.

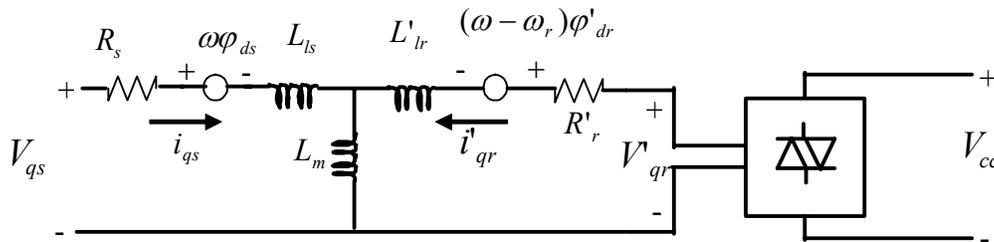


Figura 20. Sistema elétrico equivalente do gerador de indução de dupla alimentação – eixo q.

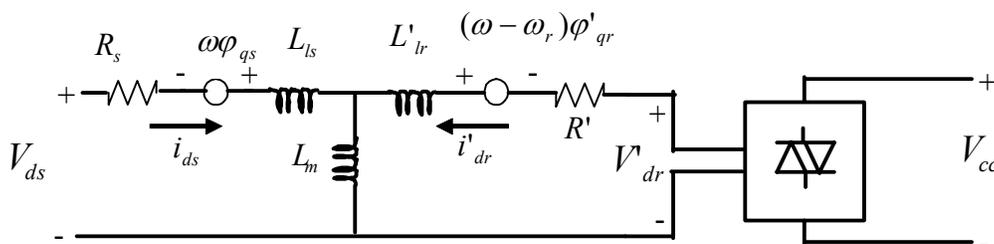


Figura 21. Sistema elétrico equivalente do gerador de indução de dupla alimentação – eixo d.

Durante as simulações dinâmicas, o conversor é controlado através dos índices de modulação por largura de pulso do conversor ligado ao rotor  $PWM_{d,rotor}$  e  $PWM_{q,rotor}$ .

Esta variável de controle define a relação entre a tensão CC no conversor e a tensão CA nos anéis coletores do rotor (DIgSILENT, 2003):

$$V_{dr} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot PWM_{d,rotor} \cdot V_{cc} \quad \text{Eq. 46}$$

$$V_{qr} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot PWM_{q,rotor} \cdot V_{cc} \quad \text{Eq. 47}$$

Onde:

$V_{dr}$  e  $V_{qr}$  são, respectivamente, os componentes de eixo direto e quadratura da tensão do rotor do gerador, definidos segundo a coordenada de referência do fluxo magnético do rotor;

$V_{cc}$  é a tensão do lado CC do conversor.

As equações do modelo da máquina de dupla alimentação são aquelas apresentadas no item 4.2.1.3 deste trabalho, sendo que, no aerogerador de dupla alimentação, as tensões do rotor não são nulas.

### 4.3.3 Controle do Gerador de Indução de Dupla Alimentação

Para o controle de geradores de indução de dupla alimentação são utilizadas técnicas de controle vetorial, cujas estratégias são amplamente discutidas na literatura (LEONHARD, 2001, MOHAN, 1989) e não serão detalhadas neste trabalho. Serão abordados os aspectos mais gerais que constituem este controle.

A figura 22 apresenta uma visão simplificada do modelo de controle do gerador de indução de dupla alimentação desenvolvido pela DIgSILENT (HANSEN *et al.*, 2003). Este controle consiste, basicamente, no controle do conversor ligado ao rotor e do conversor ligado à rede.

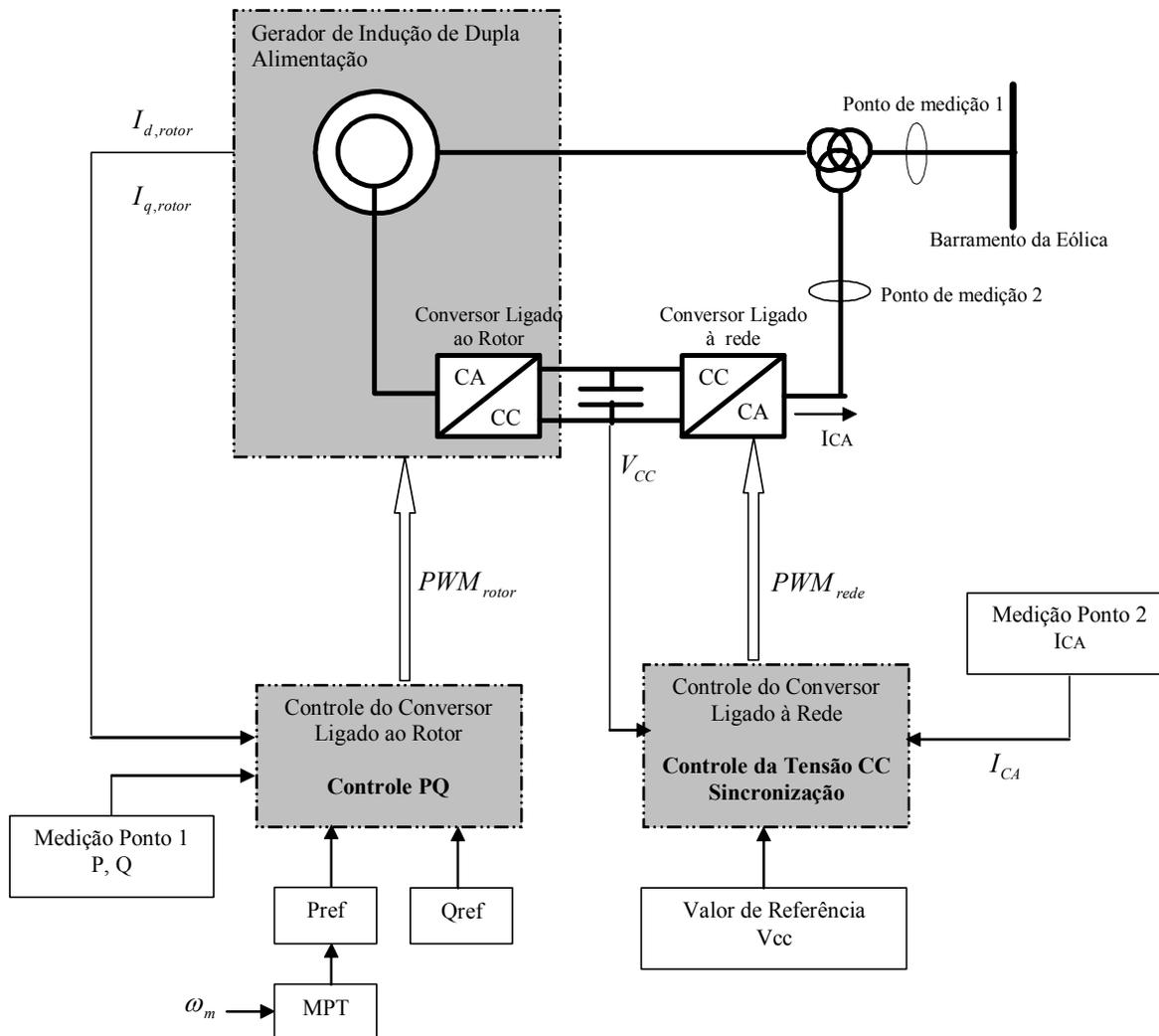


Figura 22. Esquema de controle do gerador de indução de dupla alimentação no DigSILENT.

#### 4.3.3.1 Controle do Conversor Ligado ao Rotor

O controle do conversor ligado ao rotor possui as características do controle orientado pelo campo (LEONHARD, 2001). A Referência do sistema de eixos “dq” é definida de forma que o eixo d seja coincidente com o fluxo magnético do estator.

O objetivo do controle do conversor ligado ao rotor é ajustar a quantidade de potência ativa produzida pelo aerogerador, que é dependente da velocidade do vento, e controlar o montante de potência reativa que o aerogerador troca com a rede (DIGSILENT, 2002). Este controle possui dois estágios, conforme ilustrado na figura 23:

- Estágio de controle de potência;
- Estágio de controle de corrente.

O estágio de controle de potência, mais lento, controla as potências ativa e reativa do aerogerador (no ponto de medição 1 da figura 22) a partir de valores de referência. A potência ativa de referência ( $P_{ref}$ ) é estabelecida através da *estratégia de máxima extração de potência* (discutida na seção 4.3.4) e a potência reativa de referência ( $Q_{ref}$ ) é mantida constante, com valor idêntico ao valor desejado de geração (ou absorção) de reativo pelo aerogerador.

As saídas do controle de potência são as correntes de referência utilizadas no estágio de controle de corrente. Este estágio, bastante rápido, regula as correntes do rotor da máquina ( $I_{d,rotor}$  e  $I_{q,rotor}$ ) para os valores de referência especificados pelo estágio de potência. A componente q da corrente do rotor está relacionada com a parte real da corrente do estator e a componente d com a parte imaginária.

As saídas deste controle são os índices de modulação por largura de pulso  $PWM_{d,rotor}$  e  $PWM_{q,rotor}$ , que são as variáveis de controle do conversor ligado ao rotor. A partir destes índices, o conversor controla a amplitude e a frequência das tensões do rotor de forma a ajustar as potências ativa e reativa do aerogerador. É importante enfatizar que a potência controlada é a potência total do aerogerador, que leva em conta as potências provenientes do estator e do rotor da máquina de dupla alimentação. Esta potência é determinada no ponto de medição 1 da figura 22.

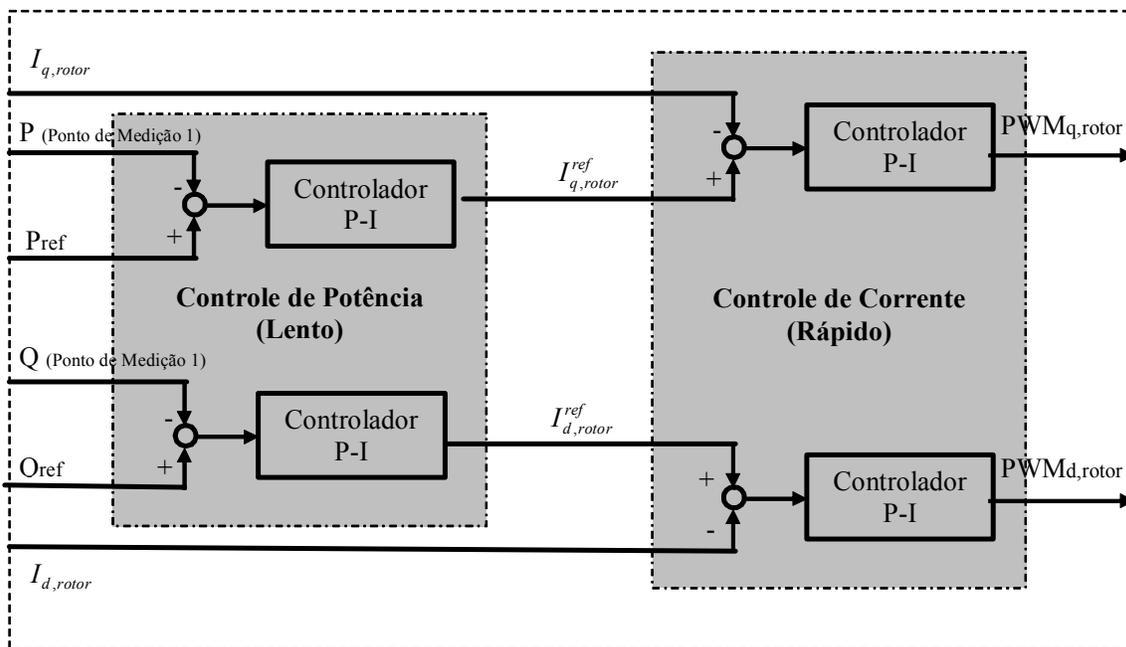


Figura 23. Esquema de controle do conversor ligado ao rotor

#### 4.3.3.2 Controle do Conversor Ligado à Rede

A função do controle do conversor ligado à rede é manter a tensão CC do capacitor constante, independente da magnitude e da direção do fluxo de potência do rotor, garantindo a excitação da máquina. Isto é feito de forma indireta, através do controle da corrente do lado CA do conversor ( $I_{CA}$ ). Na coordenada de referência deste controle, o eixo “d” é colinear à tensão do terminal CA do conversor ligado à rede e está relacionado à potência ativa. Já o eixo em quadratura está relacionado à potência reativa.

O conversor ligado à rede é controlado de forma análoga ao conversor ligado ao rotor, através dos índices de modulação por largura de pulso  $PWM_{d,rede}$  e  $PWM_{q,rede}$ . Esta variável de controle define a relação entre a tensão CC e a tensão CA no terminal deste conversor:

$$V_{CA_d} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot PWM_{rede,d} \cdot V_{CC} \quad \text{Eq. 48}$$

$$V_{CA_q} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot PWM_{rede,q} \cdot V_{CC} \quad \text{Eq. 49}$$

Onde  $V_{CA_d}$  e  $V_{CA_q}$  são, respectivamente, os componentes de eixo direto e quadratura da tensão no terminal CA do conversor ligado à rede.

Da mesma forma que o controle do conversor ligado ao rotor, este controle possui dois estágios, conforme ilustrado na figura 24:

- Estágio de controle de tensão;
- Estágio de controle de corrente.

O estágio de controle de tensão, mais lento, regula a tensão do link CC do conversor ( $V_{CC}$ ) para valores de referência previamente definidos ( $V_{CCref}$ ). A saída do controle de tensão é a corrente de referência de eixo direto ( $I_{d,CA}^{ref}$ ), que está relacionada com potência ativa que flui através do conversor. Esta corrente é utilizada como sinal de entrada pelo estágio de controle de corrente.

O controle de corrente do conversor ligado à rede é bastante similar ao controle de corrente do conversor ligado ao rotor, regulando as correntes do lado CA do conversor ( $I_{d,CA}$  e  $I_{q,CA}$ ) para seus respectivos valores de referência.

A componente de referência de eixo direto ( $I_{d,CA}^{ref}$ ) está relacionada com a potência ativa do conversor e é determinada através do estágio de controle de tensão. Já a componente de referência de eixo em quadratura ( $I_{q,CA}^{ref}$ ) está relacionada com a potência reativa e é determinada em função da quantidade de reativo absorvido ou gerado pelo aerogerador. As saídas deste controle são os índices de modulação por largura de pulso  $PWM_{d,rede}$  e  $PWM_{q,rede}$ .

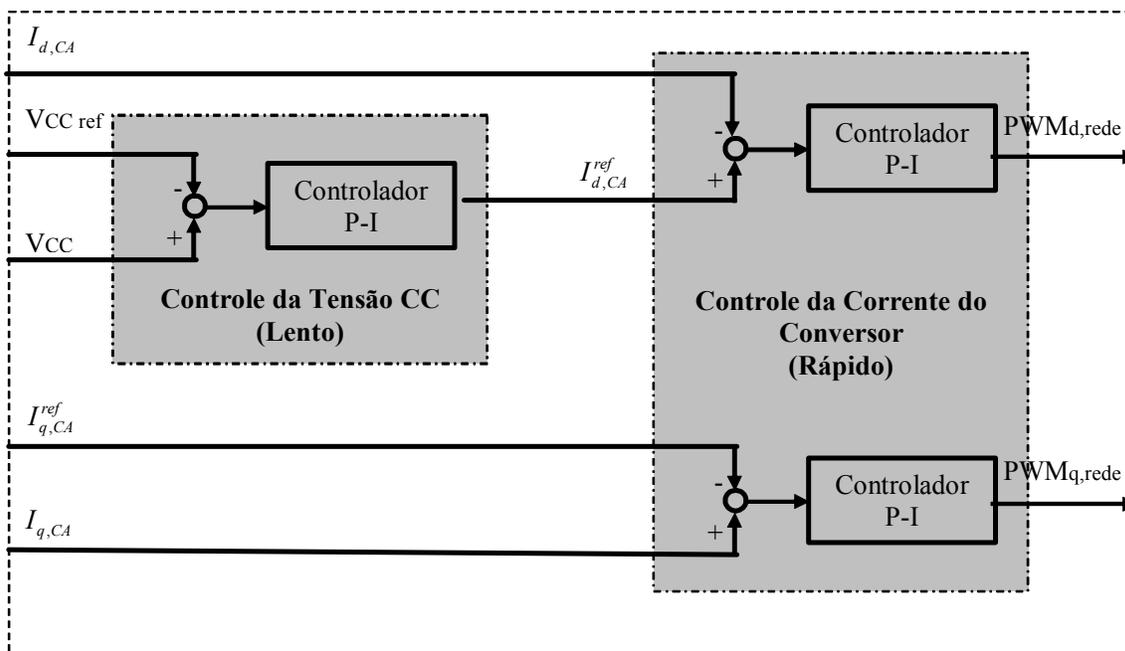


Figura 24. Esquema de controle do conversor ligado à rede

Quando o fluxo de potência proveniente do rotor varia, provoca variação na tensão do link CC do conversor ( $V_{CC}$ ). Como conseqüência, a corrente de referência ( $I_{CA,ref}$ ) também varia e o índice  $PWM_{d,rede}$  vai atuar no sentido de variar o fluxo de potência entre o conversor e a rede.

A figura 25 ilustra as etapas que antecedem a simulação dinâmica do aerogerador de dupla alimentação no DlgSILENT. O primeiro passo é definir, na caixa de diálogo do modelo de aerogerador, o escorregamento e as potências ativa e reativa no estator da máquina de dupla alimentação. Em seguida é rodado um fluxo de potencia, que vai

determinar, entre outras coisas, as potências ativas e reativas no rotor da máquina de dupla alimentação, as potências totais do aerogerador (ponto de medição 1 da figura 22) e as tensões da máquina. A partir das variáveis procedentes do fluxo de potência, o modelo dinâmico é inicializado, e as variáveis de controle são determinadas, bem como a velocidade do vento.

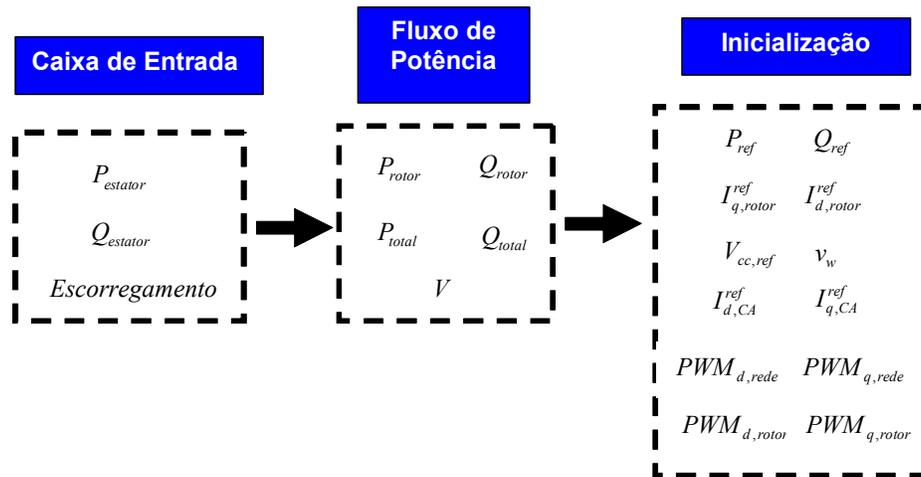


Figura 25. Inicialização do modelo do aerogerador de dupla alimentação no DigSILENT.

#### 4.3.4 Controle de Potência da Turbina Eólica (MPT e Controle de Passo)

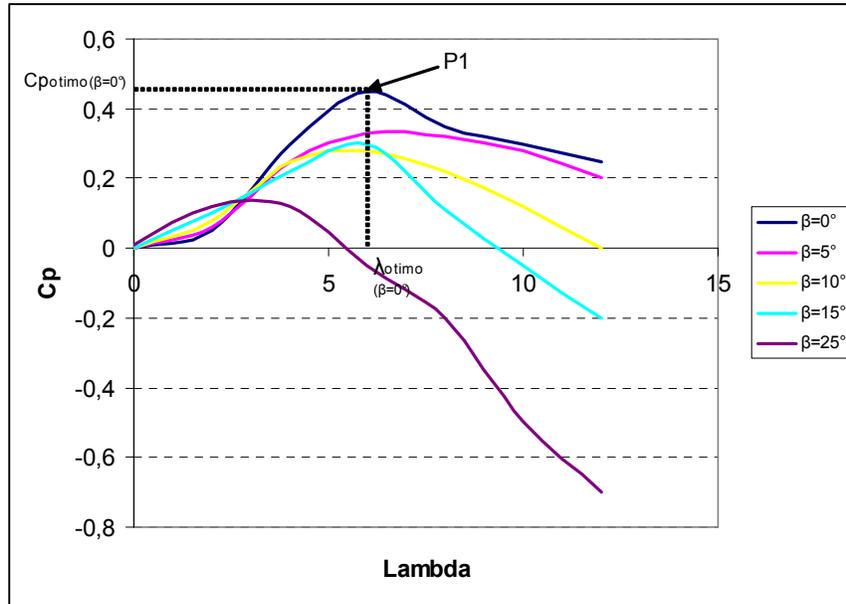
No modelo de aerogerador de dupla alimentação do Power Factory, o despacho de potência ativa é permanentemente otimizado, utilizando uma estratégia de Máxima Extração de Potência (MPT) (*Maximum Power Tracking*) (DigSILENT, 2003). De acordo com esta estratégia, o gerador eólico opera produzindo sempre a máxima potência ativa permitida, que é dependente da velocidade do vento.

O controle MPT é baseado em duas características estáticas:

- Característica de  $C_p(\lambda, \beta)$ ;
- Característica de potência elétrica máxima do aerogerador versus velocidade angular mecânica do rotor, também denominada Característica MPT.

A característica de  $C_p(\lambda, \beta)$ , apresentada na figura 26, é determinada com base em dados aerodinâmicos da turbina. Observa-se que, para cada valor de  $\beta$ , haverá um  $\lambda$  ótimo que maximize  $C_p(\lambda, \beta)$ . De acordo com a estratégia de controle adotada, a turbina eólica sempre vai operar com este  $\lambda_{otimo}$  e, conseqüentemente, com  $C_{p_{otimo}}(\lambda, \beta)$ . Neste ponto, tem-se a máxima extração de potência do vento pela turbina eólica, permitindo a

maximização da potência ativa do gerador. Na figura 26, P1 indica o ponto de máxima extração de potência em caso de  $\beta = 0^\circ$ .



**Figura 26. Característica de  $C_p(\lambda, \beta)$  - detalhe do ponto de operação da turbina para  $\beta = 0^\circ$**

Conforme apresentado na equação 21,  $\lambda$  é função da velocidade do vento e da velocidade da turbina. Assim, para que a turbina opere com  $\lambda_{ótimo}$ , a velocidade da turbina deverá estar relacionada à velocidade do vento segundo a expressão:

$$\omega_{tur} = \frac{\lambda_{ótimo} v_w}{R} \quad \text{Eq. 50}$$

Como  $\lambda_{ótimo}$  e  $R$  são constantes, a velocidade da turbina será diretamente proporcional à velocidade do vento.

Assumindo que o aerogerador sempre opera neste ponto ótimo, a potência máxima da turbina pode, então, ser determinada através da velocidade da turbina:

$$P_{tur}^{max} = \frac{\rho}{2} \pi R^5 \cdot \frac{Cp_{ótimo}(\lambda, \beta)}{\lambda_{ótimo}^3} \omega_{tur}^3 \quad \text{Eq. 51}$$

Através da equação 51, e levando em conta a eficiência do gerador, é possível determinar a característica da máxima potência elétrica do aerogerador versus velocidade mecânica do rotor, denominada Característica MPT. Esta potência máxima é, então, utilizada como

potência de referência ( $P_{ref}$ ) no controle de potência do conversor ligado ao rotor. A figura 27 apresenta a característica MPT utilizada no modelo do aerogerador de dupla alimentação do Power Factory DigSILENT. A figura 28 ilustra a utilização desta característica na estratégia de controle do aerogerador.

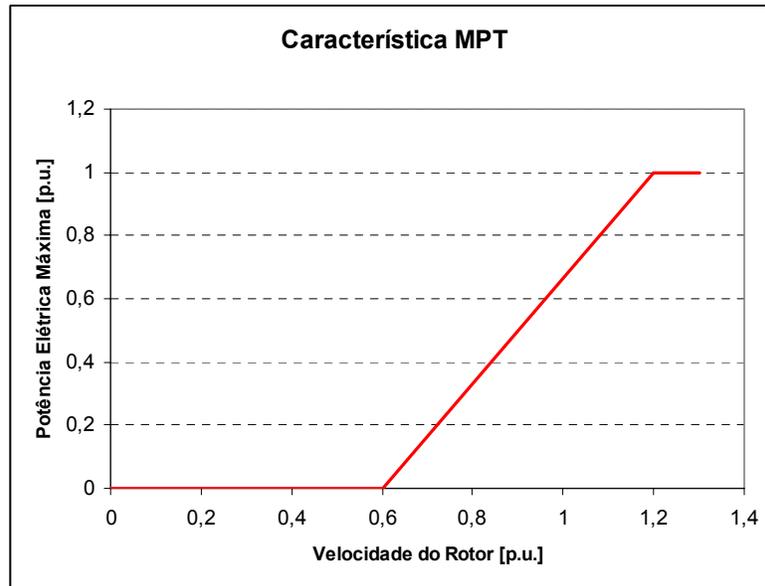


Figura 27. Característica de máxima extração de potência do modelo DigSILENT

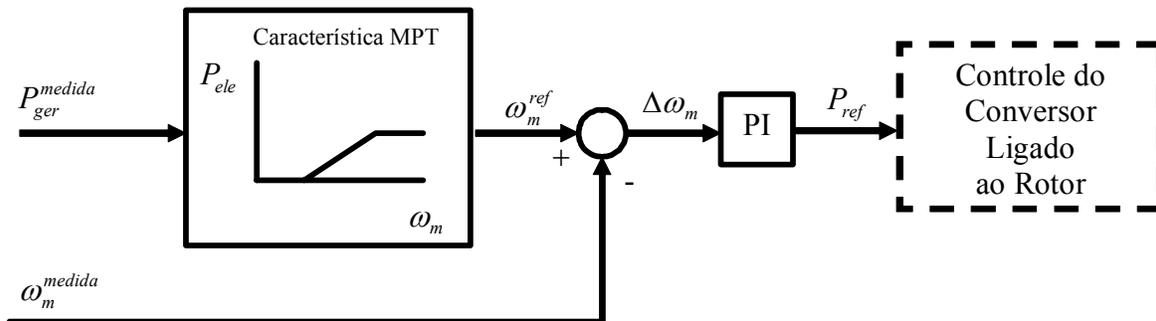


Figura 28. Estratégia de controle de potência ativa do aerogerador

Além do controle MPT, o controle de potência da turbina do aerogerador de dupla alimentação conta ainda com o controle de ângulo das pás. O objetivo deste controle é limitar a potência fornecida pela turbina em situações de velocidades de vento acima da nominal.

As turbinas tipo "pitch" têm a possibilidade de girar a pá em torno de seu eixo longitudinal, isto é, variam o ângulo de passo das pás ( $\beta$ ). Nestas turbinas, o sistema de controle do passo da pá ajusta o ângulo  $\beta$  de forma a controlar os valores de  $C_p$  e da potência da turbina. Para velocidades de vento inferiores à velocidade nominal, o ângulo das pás deve

permanecer no limite mínimo. Quando a velocidade supera a velocidade nominal, o ângulo aumenta, reduzindo a força de elevação e diminuindo o coeficiente de eficiência aerodinâmica ( $C_p$ ). Como consequência, tem-se uma diminuição da potência mecânica entregue pela turbina.

O modelo do Power Factory possui as principais características dos controles de passo existentes nas tecnologias de geradores eólicos. A figura 30 apresenta a modelagem deste controle e do servomecanismo.

Conforme demonstrado na equação 50, a velocidade da turbina e, conseqüentemente, a velocidade mecânica do gerador estão diretamente relacionadas à velocidade do vento. Assim, o controle de passo pode ser efetuado através da realimentação de velocidade do gerador, ao invés da velocidade do vento.

No modelo do Power Factory, a velocidade de referência é ajustada para valores, geralmente, 20% acima da velocidade nominal do gerador. Quando a velocidade supera a velocidade de referência, o ângulo de passo aumenta, diminuindo a potência mecânica da turbina.

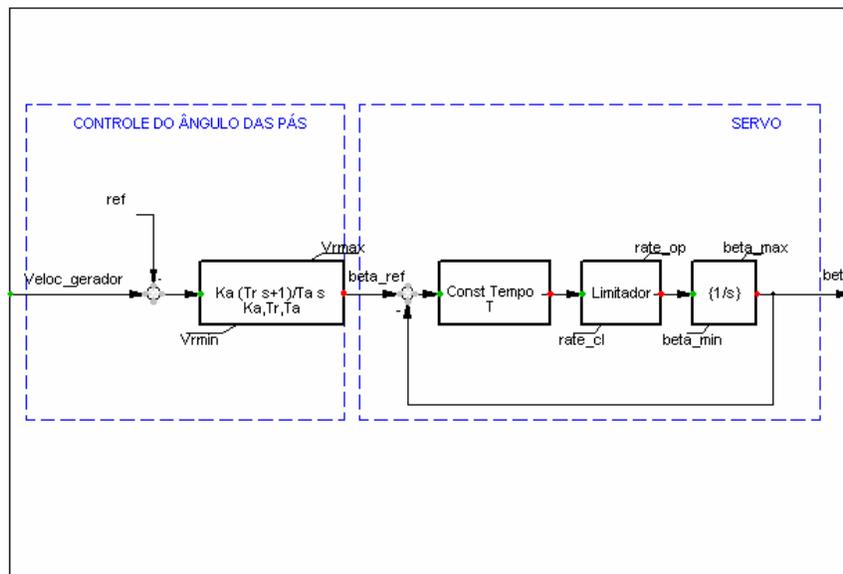


Figura 29. Diagrama de blocos do controle de ângulo das pás.

#### 4.3.5 Proteção

As turbinas eólicas comerciais possuem um sistema de controle que supervisiona e controla os parâmetros operacionais da máquina, o que inclui os sistemas de proteção.

As seguintes funções de proteção estão implementadas no modelo de aerogerador de dupla alimentação do Power Factory DigSILENT:

- Sub/Sobre-tensão;
- Sub/Sobre-freqüência;
- Sobre-corrente do rotor (“crow-bar protection”).

#### 4.3.5.1 Sub/sobre-tensão

A unidade de proteção contra sub/sobre-tensão supervisiona a tensão no lado de alta do transformador e possui quatro níveis de tensão, conforme ilustrado na tabela 6: dois para sub-tensão e dois para sobre-tensão. Quando esta proteção é sensibilizada, o disjuntor abre, retirando a máquina de operação.

**Tabela 6. Proteção – sub/sobre-tensão**

	Nível	Tensão [p.u.]	Tempo de abertura [s]
<b>Sobre-tensão</b>	1	1,2	0
	2	1,1	1,0
<b>Sub-tensão</b>	1	0,6	1,0
	2	0,8	2,0

#### 4.3.5.2 Sub/sobre-velocidade

A unidade de proteção contra sub/sobre-velocidade supervisiona a velocidade do gerador e possui quatro níveis, conforme ilustrado na tabela 7: dois para sub-freqüência e dois para sobre-freqüência. Quando esta proteção é sensibilizada, o disjuntor abre, retirando a máquina de operação.

**Tabela 7. Proteção – sub/sobre-velocidade**

	Nível	Velocidade [p.u.]	Tempo de abertura [s]
<b>Sobre-velocidade</b>	1	1,3	0
	2	1,2	1,0
<b>Sub-velocidade</b>	1	0,6	0
	2	0,7	1,0

#### 4.3.5.3 Proteção de Sobrecorrente no Rotor (“Crow-Bar”)

Esta proteção é específica para os aerogeradores de dupla alimentação e tem a finalidade de proteger o conversor ligado ao rotor contra sobre-correntes. Quando a corrente do rotor excede o valor limite, especificado na tabela 8, o conversor é bloqueado e “bypassado” através de uma impedância adicional ( $Z_{Crow-Bar} = 0,1 + j0,1$  p.u.). Esta impedância melhora a característica do torque durante quedas de tensão. Enquanto esta proteção permanece atuando, as ações de integração dos controles do rotor são ajustados para zero. Isto minimiza as descontinuidades na corrente do rotor quando a proteção deixa de atuar. Estas descontinuidades iriam, eventualmente, resultar em operações subseqüentes desta proteção. Quando o crow-bar deixa de atuar, o conversor ligado ao rotor é desbloqueado. Para os casos de simulação em que o aerogerador de dupla alimentação permanece ligado ao sistema durante faltas, a operação de proteção de sobre-corrente do rotor não abre o disjuntor da máquina.

**Tabela 8. Proteção – crow bar**

Corrente Máxima do Rotor [kA]	Tempo de abertura [s]	Tempo de bypass [s]
4,7	0	0,5

## Capítulo 5

# Estudos de Simulação da Operação de um Aerogerador de Indução Ligado Diretamente à Rede

Neste capítulo são realizados diversos estudos de simulação de operação (incluindo a partida) de um aerogerador de velocidade fixa interligado a uma rede elétrica.

O objetivo deste conjunto de estudos é demonstrar os aspectos relevantes, tanto do ponto de vista do gerador de indução quando da rede elétrica, que devem ser observados na integração deste tipo de geração em sistemas elétricos de potência.

### 5.1 Sistema Elétrico Utilizado

O sistema utilizado nos estudos, ilustrado na figura 30, foi implementado no programa MATLAB/Simulink. A rede elétrica consiste de uma barra infinita, controlada através de uma fonte de tensão ideal de 480 V, do aerogerador de indução ligado diretamente à rede e de uma linha de transmissão, representada através de parâmetros concentrados de indutância e resistência. A susceptância da linha não foi considerada. O aerogerador é constituído de um gerador de indução de gaiola, com potência nominal de 275 kVA e da turbina eólica. Os dados completos da rede elétrica e da máquina de indução são apresentados no apêndice A. Conforme mencionado no capítulo 4, os dados do gerador e da turbina eólica foram extraídos da referência GAGNON *et al.* (2002).

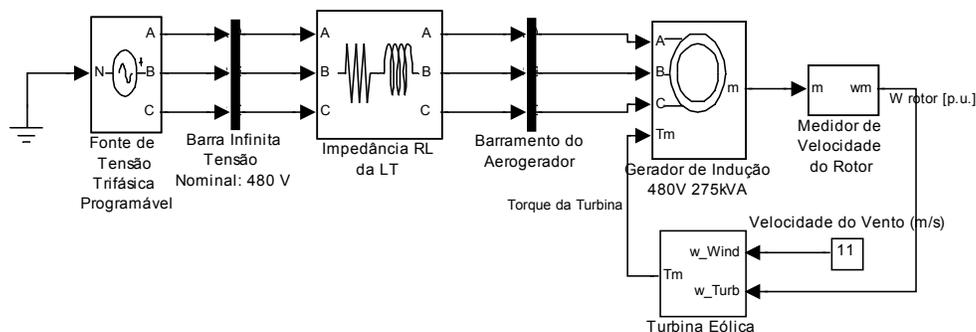


Figura 30. Diagrama do sistema elétrico utilizado nas simulações.

## 5.2 Análise da Ligação do Aerogerador à Rede

Os aerogeradores são projetados para operarem entre valores predefinidos de velocidade de vento. A velocidade mínima para qual a turbina eólica inicia a produção de energia elétrica é denominada velocidade de entrada (*cut-in*). Já a velocidade máxima para a qual o sistema de controle, por razões de segurança, comanda o desligamento da turbina eólica é denominada velocidade de saída (*cut-out*).

Para valores de velocidade de vento abaixo da velocidade de entrada, o aerogerador permanece desligado da rede. Assim que a velocidade de vento atinge a velocidade de entrada, é possível efetuar a operação de partida do aerogerador, ou seja, a conexão do gerador à rede elétrica.

O impacto deste processo é bastante dependente da tecnologia construtiva dos aerogeradores. Nas turbinas eólicas com conversores de frequência, a corrente de partida é controlada através de um sistema de controle. Conseqüentemente, os impactos da partida, tanto no gerador quanto na rede, são bastante inferiores aos impactos de turbinas conectadas diretamente à rede.

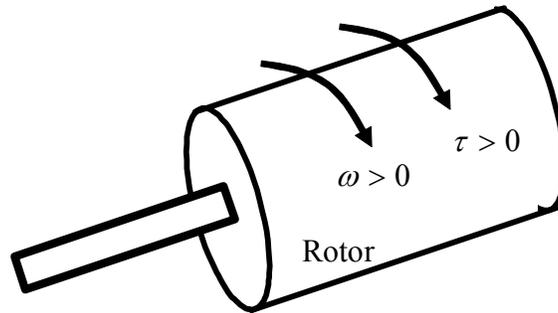
Outros fatores também devem ser levados em consideração na avaliação da ligação do aerogerador à rede:

- Velocidade do gerador no momento da ligação;
- Características da rede de transmissão;
- Perfil de tensão da rede no momento da ligação;
- Velocidade do vento no momento da ligação.

Os estudos de simulação deste item têm a finalidade de verificar a influência de cada um destes fatores na partida de um gerador eólico ligado diretamente à rede.

### 5.2.1 Convenção de Torque

A seguinte convenção de torque é bastante adotada na literatura: o conjugado ( $\tau$ ) é considerado positivo quando tiver o mesmo sentido da velocidade de rotação do rotor, conforme ilustrado na figura 31.



**Figura 31. Representação da convenção mecânica do conjugado atuante na máquina.**

Como o torque mecânico da turbina eólica ( $\tau_{tur}$ ) atua no sentido de aumentar a velocidade do rotor, sempre será positivo segundo esta convenção.

Já o sentido do torque elétrico da máquina de indução ( $\tau_{ele}$ ) dependerá do seu escorregamento. Quando o escorregamento da máquina for positivo ( $s > 0$ ), esta atua como motor e o torque age no sentido de aumentar a velocidade da máquina ( $\tau > 0$ ). Já quando o escorregamento for negativo, a máquina atua como gerador e o torque elétrico agirá no sentido de diminuir a velocidade da máquina ( $\tau < 0$ ).

O torque de aceleração ( $\tau_{ace}$ ) é o torque resultante da combinação algébrica dos conjugados da turbina eólica ( $\tau_{tur}$ ) e da máquina de indução ( $\tau_{ele}$ ), conforme a seguinte equação:

$$\tau_{ace} = \tau_{tur} + \tau_{ele} \quad \text{Eq. 52}$$

Neste trabalho, com o objetivo de obter melhor visualização do comportamento dos torques que incidem sobre a máquina, vamos considerar o torque elétrico da máquina funcionando como gerador ( $\tau_{ger}$ ). De acordo com esta convenção, o torque elétrico será positivo quando contrariar o movimento de rotação da máquina. Portanto, o torque de aceleração será determinado através da seguinte expressão:

$$\tau_{ace} = \tau_{tur} - \tau_{ger} \quad \text{Eq. 53}$$

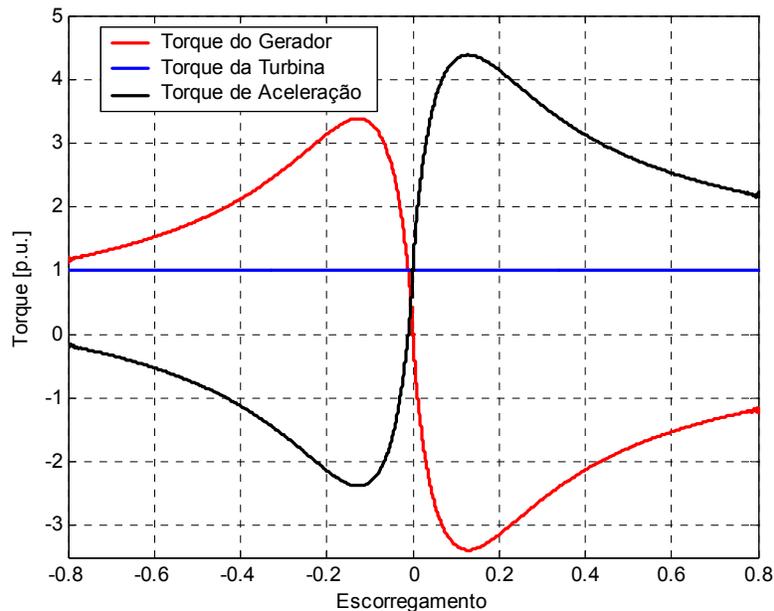
### 5.2.2 Influência da Velocidade do Gerador no Momento da Ligação

Conforme já discutido neste trabalho, para valores de velocidades de vento acima da velocidade de entrada, o aerogerador está apto a produzir energia. Portanto, pode ser conectado à rede. Conforme será demonstrado nas simulações, a velocidade do gerador no momento da ligação, tem bastante influência no impacto desta conexão.

Antes de começar as análises de simulação com o sistema da figura 30, vamos ilustrar o processo de partida através de um caso aproximado, em que a turbina eólica produza um torque constante de 1,0 p.u. independentemente da sua velocidade. A figura 32 apresenta o comportamento deste torque, juntamente com as características do torque elétrico do gerador em função do escorregamento.

É importante enfatizar que:

- escorregamento  $> 0$  corresponde a velocidade angular elétrica da máquina maior que a velocidade síncrona;
- escorregamento  $< 0$  corresponde a velocidade angular elétrica da máquina menor que a velocidade síncrona.



**Figura 32. Comportamento de torque x escorregamento da máquina**

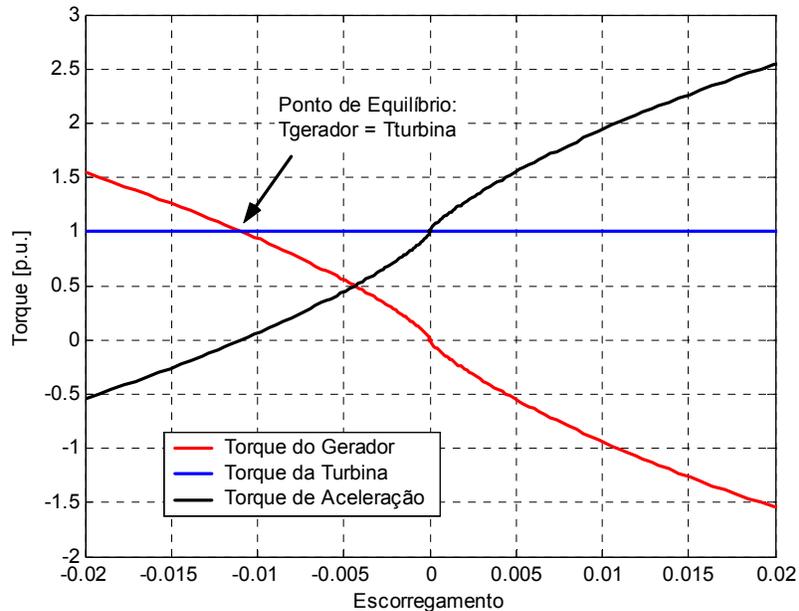
Através da característica de torque do gerador, é observado que para valores de escorregamento positivos, o gerador desenvolve torques elétricos negativos. Isto significa que a máquina se comporta como motor, consumindo potência elétrica da rede. Nesta situação, tanto o torque elétrico quanto o torque da turbina atuam no sentido de acelerar a máquina.

Quando a máquina atinge velocidades acima da velocidade síncrona da rede ( $s < 0$ ), o torque da máquina muda de sentido e esta passa a operar como gerador. Agora, o torque

elétrico atua no sentido contrário ao torque da turbina e o ponto de equilíbrio será atingido quando estes dois torques se igualarem:

$$\tau_{ace, equilibrio} = 0 = \tau_{tur} - \tau_{ger} \Rightarrow \tau_{tur} = \tau_{ger} \quad \text{Eq. 54}$$

A figura 33 apresenta com maiores detalhes esta situação.



**Figura 33. Comportamento de torque x escorregamento da máquina - detalhe**

A partir das figuras 32 e 33, podemos concluir que nas situações em que o aerogerador for ligado à rede com escorregamento positivo, o torque elétrico da máquina de indução, juntamente com o torque da turbina, atuam no sentido de acelerar a máquina até que a velocidade do rotor atinja a velocidade síncrona da rede. A partir deste ponto o torque elétrico da máquina de indução será contrário ao torque da turbina e atuará no sentido de desacelerar a máquina. Quando estes dois torques se igualarem, será atingida a situação de equilíbrio.

Caso a ligação à rede aconteça para velocidades do gerador acima da velocidade no ponto de equilíbrio, o torque elétrico da máquina de indução atua no sentido de desacelerar a máquina, até que o equilíbrio seja atingido.

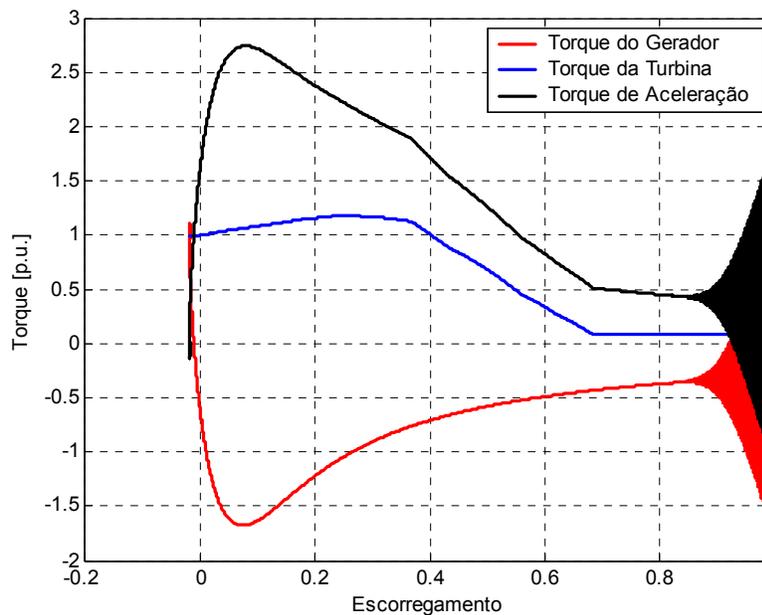
### 5.2.2.1 Ligação à Rede com Velocidade Zero

Após esta breve ilustração com o caso aproximado, vamos começar as análises de simulação com o sistema da figura 30, com as seguintes características:

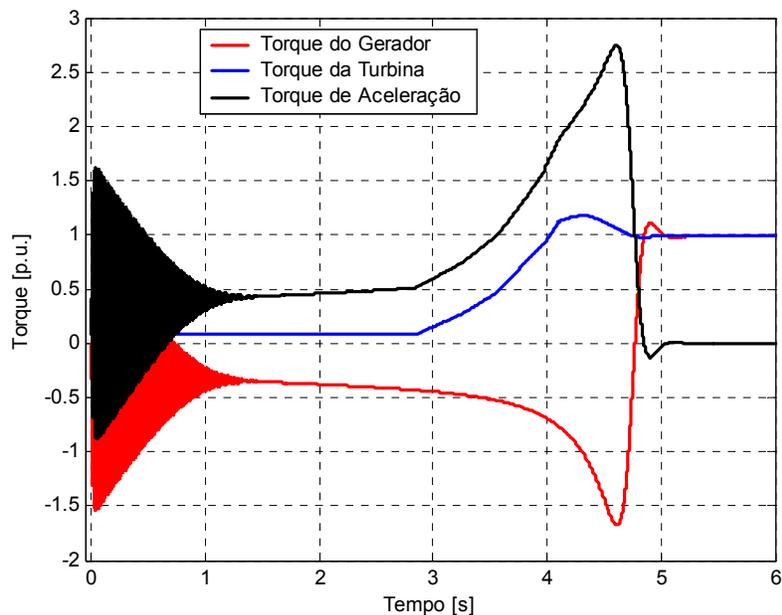
- Tensão na barra infinita de 480 V;
- Impedância da linha de transmissão:  $R=0,016$  e  $X=0,08$  (o que confere uma relação de curto-circuito no ponto de conexão de aproximadamente 10);
- Velocidade do vento de 11 m/s.

O primeiro caso de simulação avalia a situação em que, no momento da ligação do aerogerador à rede, o rotor encontra-se parado.

A figura 34 apresenta o comportamento dos torques do gerador, da turbina e de aceleração, em função do escorregamento da máquina. A figura 35 apresenta estas mesmas curvas, só que agora em função do tempo.



**Figura 34. Comportamento de torque x escorregamento da máquina – ligação com velocidade inicial zero.**



**Figura 35. Comportamento de torque x tempo – ligação com velocidade inicial zero.**

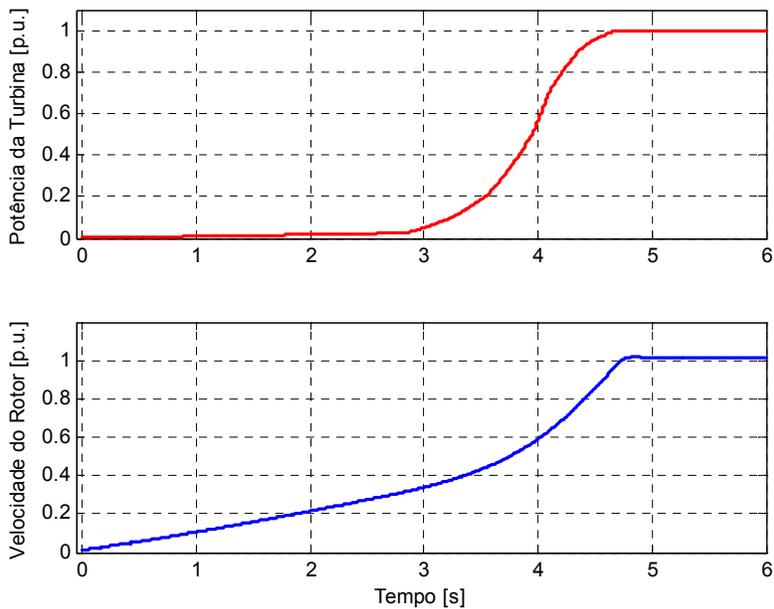
Diferentemente da situação ilustrada nas figuras 32 e 33, nesta simulação o torque da turbina eólica não é constante, mas varia com a velocidade da turbina, conforme apresentado na figura 34. É importante lembrar que esta variação está relacionada à característica de potência da turbina, apresentada na figura 15.

Observa-se que durante quase todo o processo de partida, o torque do gerador é negativo, ou seja, a máquina de indução se comporta como motor, ajudando no processo de aceleração e consumindo potência da rede.

Para valores elevados de escorregamento observa-se que o torque da turbina é bastante reduzido, assim como o torque do gerador. Em função disso, o torque de aceleração também é reduzido, retardando o processo de partida.

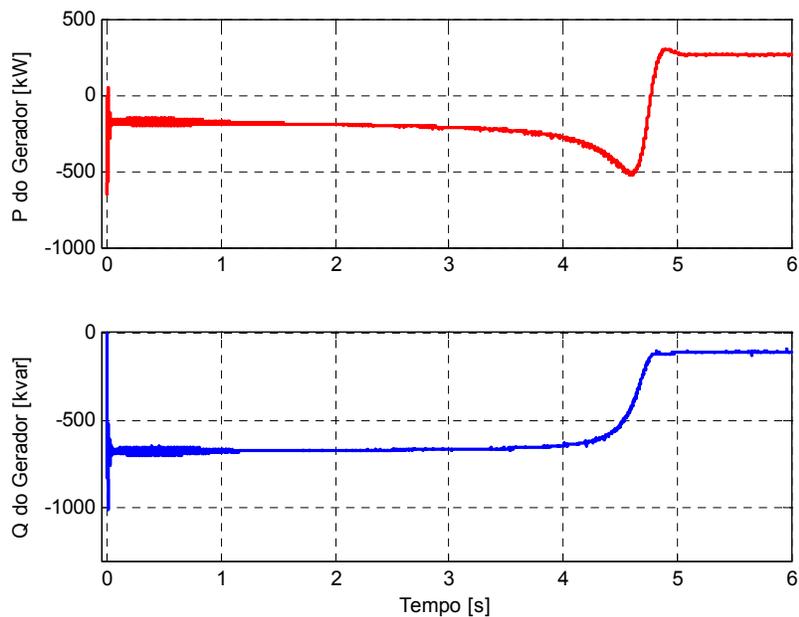
Durante o primeiro segundo de simulação, é intensa a presença de torque transitório no gerador. Este torque afeta diretamente o torque de aceleração, devendo excitar vibrações na estrutura mecânica, o que pode resultar em perda de vida útil em função de fadigas.

A figura 36 apresenta o comportamento da potência da turbina e da velocidade do rotor. Observa-se que nos primeiros 3 segundos após a conexão, a velocidade do rotor é muito baixa, resultando em potências da turbina próximas de zero. Quando a velocidade aumenta, a potência também aumenta, conferindo maior torque de aceleração.



**Figura 36. Potência de turbina e velocidade do rotor – ligação com velocidade inicial zero.**

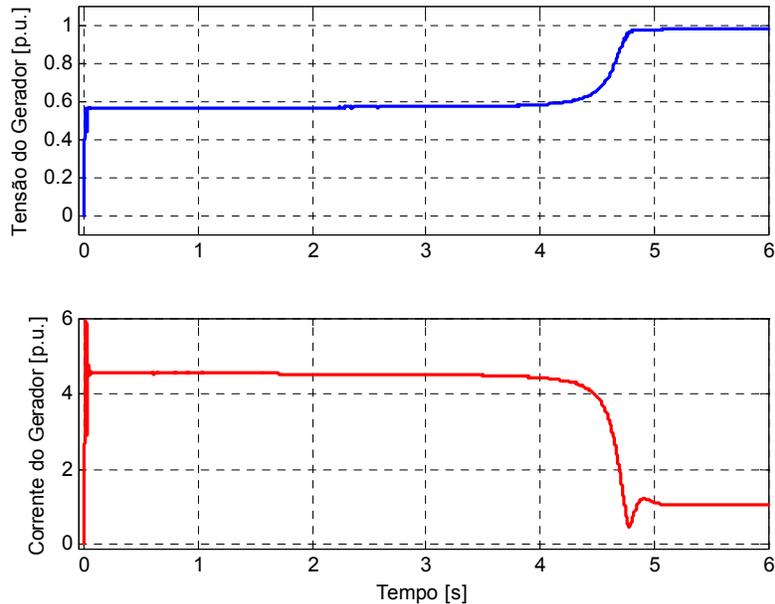
A figura 37 apresenta o comportamento das potências ativa e reativa do gerador. É observado que a máquina consome potência ativa durante quase todo o processo de partida. Nota-se também o elevado consumo de potência reativa.



**Figura 37. Potências ativa e reativa do gerador – ligação com velocidade inicial zero.**

As tensões e correntes do gerador são apresentadas na figura 38. Notam-se valores bastante elevados de corrente durante a partida, que por sua vez, resultam em valores

reduzidos de tensão. Correntes desta magnitude, mantidas durante todo este tempo, podem resultar em aquecimento demasiado no gerador. Já as quedas de tensão comprometem a qualidade de energia local, afetando os consumidores.



**Figura 38. Tensão e corrente do gerador – ligação com velocidade inicial zero.**

Pode-se concluir, a partir desta primeira análise, que não é recomendável ligar o aerogerador à rede com velocidades muito abaixo da velocidade síncrona. As simulações indicam que esta operação pode provocar danos ao aerogerador, além de causar perda de qualidade do suprimento.

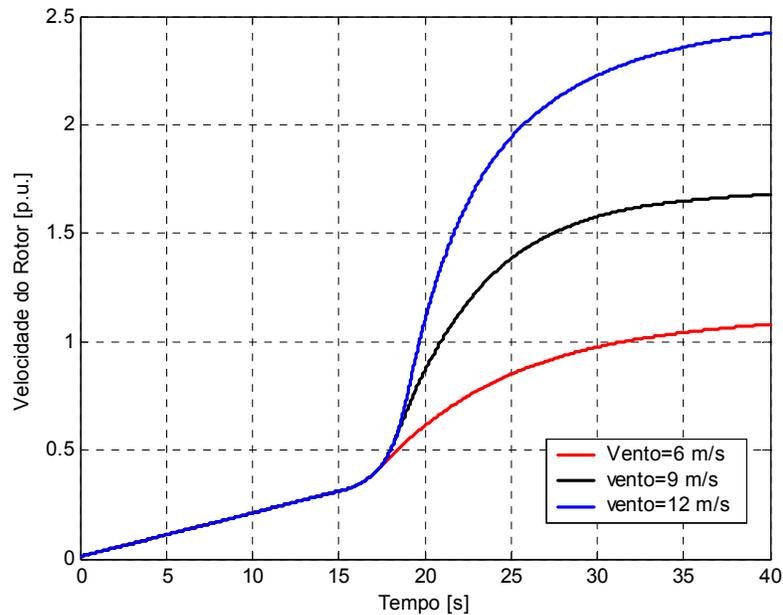
Para os casos em que se deseja ligar o aerogerador com velocidades muito abaixo da velocidade síncrona, deve-se utilizar algum equipamento que auxilie a partida, como por exemplo o “*soft-start*”.

### **5.2.2.2 Ligação à Rede com Velocidades Próximas à Velocidade Síncrona**

A partir das constatações da seção anterior, foram realizadas análises comparativas do comportamento do aerogerador para diferentes velocidades de entrada em operação elétrica, sendo todas elas próximas à velocidade síncrona.

É importante mencionar que, enquanto o gerador permanecer desligado da rede, a aceleração acontece em função, apenas, do torque da turbina. Como este torque é dependente da velocidade do vento, a aceleração da máquina, até o momento de ligação à rede, também é dependente da velocidade do vento. A figura 39 ilustra este fato,

apresentando o comportamento da velocidade do rotor para diferentes velocidades de vento, na situação em que o gerador encontra-se desconectado da rede.

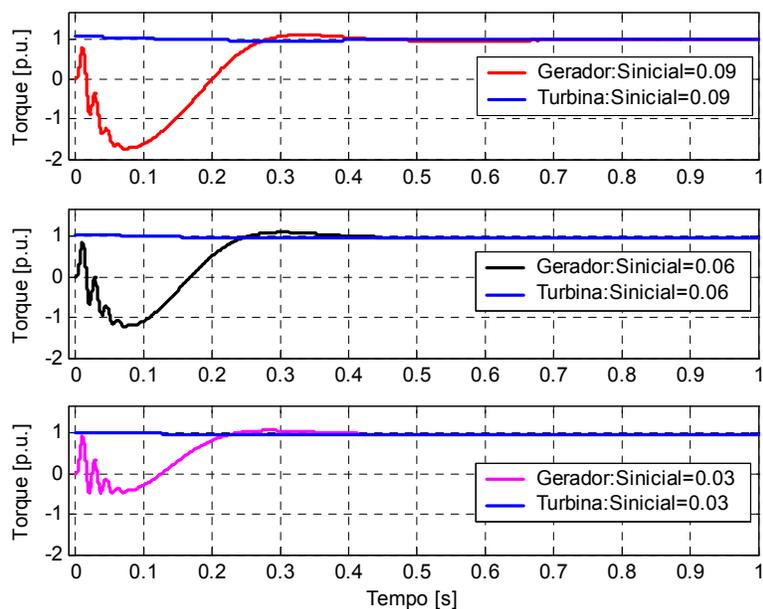


**Figura 39. Velocidade do rotor para diferentes valores de velocidade de vento, no caso do gerador desconectado da rede.**

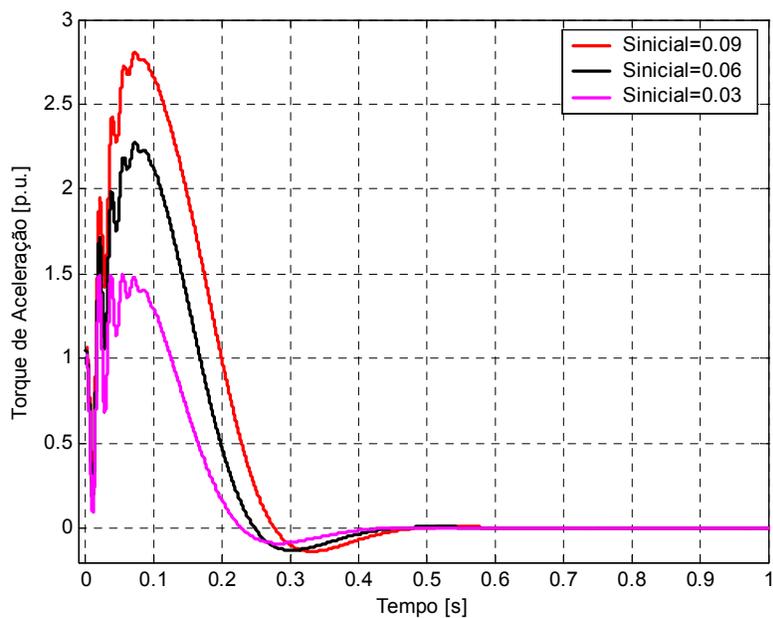
Para ventos de 12 m/s, a turbina leva aproximadamente 20 s para acelerar o rotor até a velocidade síncrona. Já em ventos de 6 m/s, são necessários pouco mais de 30 s.

As comparações foram feitas para os seguintes valores de escorregamento no momento da ligação:  $s_{inicial} = 9\%$ ,  $6\%$  e  $3\%$ . Para estes valores, a máquina ainda parte como motor, só que agora com velocidades mais próximas da velocidade síncrona. Conseqüentemente, os impactos elétricos serão bastante inferiores aos observados no caso de partida com velocidade zero.

As figuras 40 e 41 apresentam o comportamento dos torques do gerador e da turbina para as três situações. Observa-se que quanto maior o escorregamento inicial, mais expressivo é o torque do gerador e, conseqüentemente, mais elevado é o torque de aceleração. Nota-se, ainda, que os torques transitórios são menos intensos que no caso de ligação com velocidade zero, desaparecendo antes de 0,1 s.

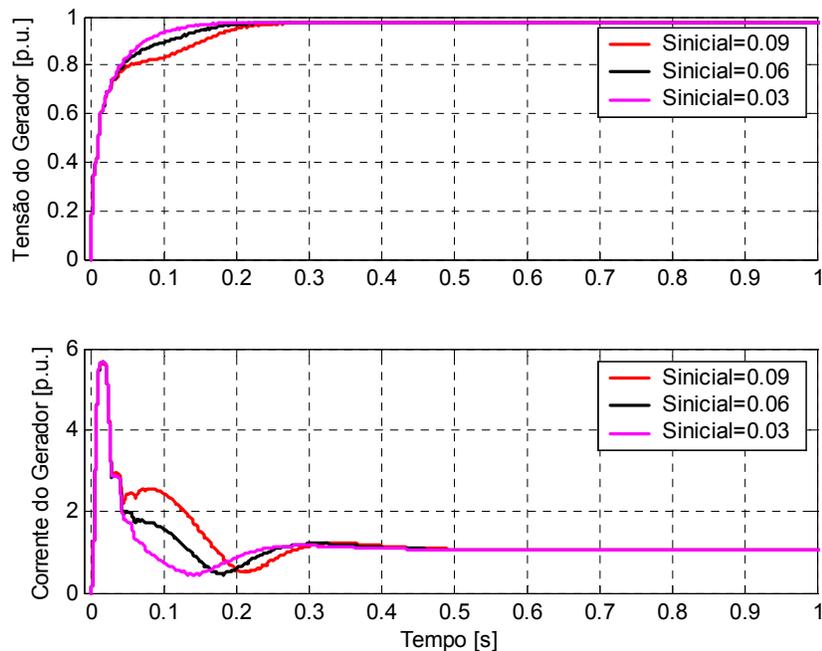


**Figura 40. Comportamento de torque do aerogerador – influência da velocidade no instante de ligação.**



**Figura 41. Torque de aceleração – influência da velocidade no instante de ligação.**

A figura 42 apresenta os valores de corrente e tensão no gerador. Nota-se que para escorregamentos de partida maiores, maiores são os valores de correntes e as quedas de tensão.

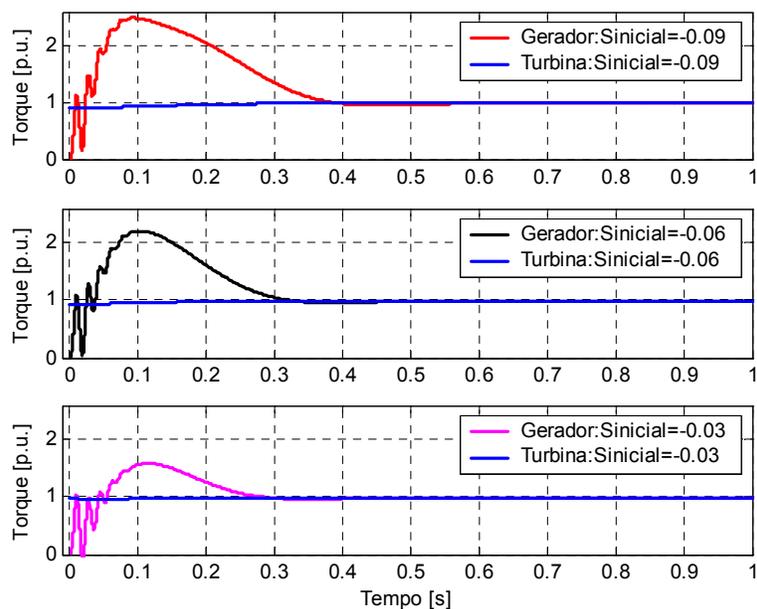


**Figura 42. Tensões e correntes do gerador – influência da velocidade no instante de ligação.**

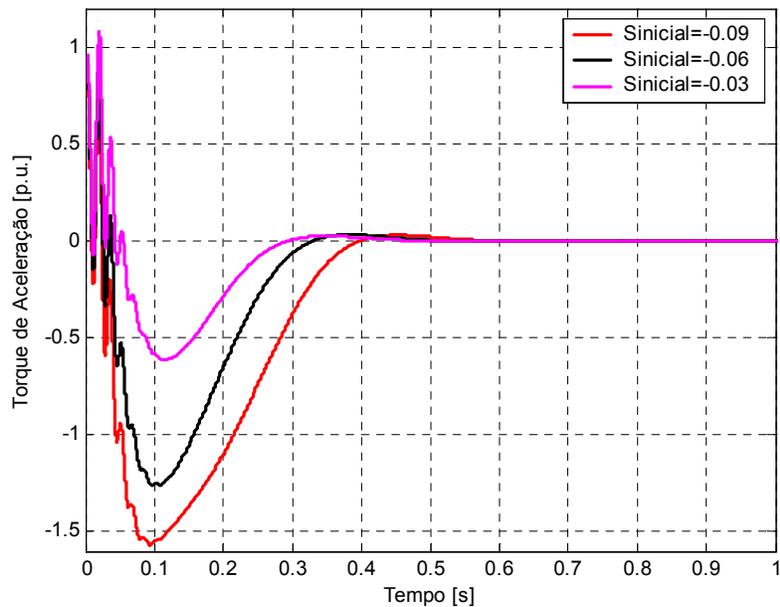
O pico de corrente observado na figura 42 está relacionado com o processo de excitação da máquina a partir da rede elétrica, isto é, do estabelecimento do campo magnético da máquina. Nota-se que este pico não tem relação com a velocidade do gerador no momento da ligação.

Observa-se que quanto maior é o escorregamento no momento de conexão, maiores são os impactos sofridos, tanto pelo aerogerador, quanto pela rede.

Foram analisadas ainda, situações em que a velocidade do rotor, no momento da conexão à rede, é superior à velocidade síncrona. As comparações foram feitas para os seguintes valores de escorregamento no momento da ligação:  $\text{sinicial} = -9\%$ ,  $-6\%$  e  $-3\%$ . Diferentemente dos casos anteriores, a máquina, agora, opera como gerador. Como pode ser observado nas figuras 43 e 44, os torques do gerador são positivos durante todo o processo dinâmico de busca pelo ponto de equilíbrio, atuando no sentido de frear a máquina. Nota-se que os torques de aceleração têm menores amplitudes quando comparados com os torques na partida subsíncrona (figura 41). Isto resulta numa busca pelo ponto de equilíbrio eletromecânico mais suave, com menos esforços mecânicos. Observa-se ainda, que quanto maior o escorregamento negativo, maior o torque de frenagem, resultado em maiores trancos na estrutura mecânica.

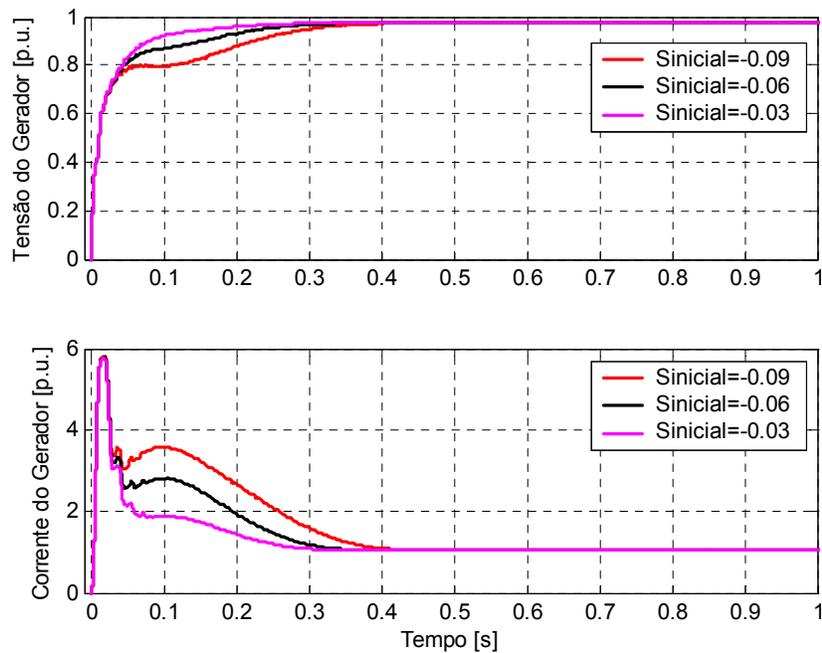


**Figura 43. Comportamento de torque do aerogerador – influência da velocidade no instante de ligação.**



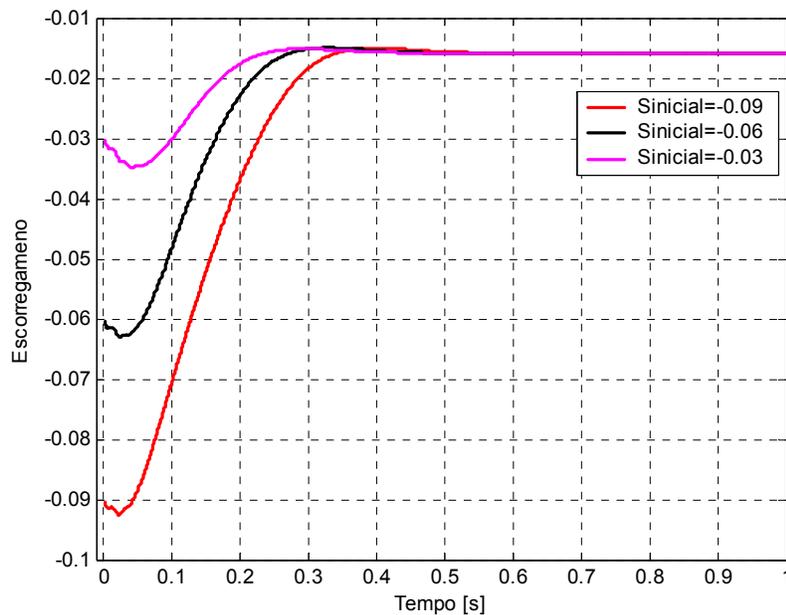
**Figura 44. Torque de aceleração – influência da velocidade no instante de ligação.**

A figura 45 apresenta os valores de corrente e tensão no gerador. Nota-se que para  $\text{sinicial} = -0,03$ , ou seja, menor excesso de velocidade em relação à velocidade síncrona, o processo de entrada em operação elétrica é menos impactante ( menores valores de corrente e de queda de tensão).



**Figura 45. Tensões e correntes do gerador – influência da velocidade no instante de ligação.**

A figura 46 apresenta o comportamento do escorregamento da máquina durante o processo de obtenção do ponto de equilíbrio. Pode-se concluir através destas análises que, no momento da ligação, quanto mais próxima a velocidade do aerogerador estiver da velocidade de equilíbrio, menores serão os impactos decorrentes da conexão do aerogerador.

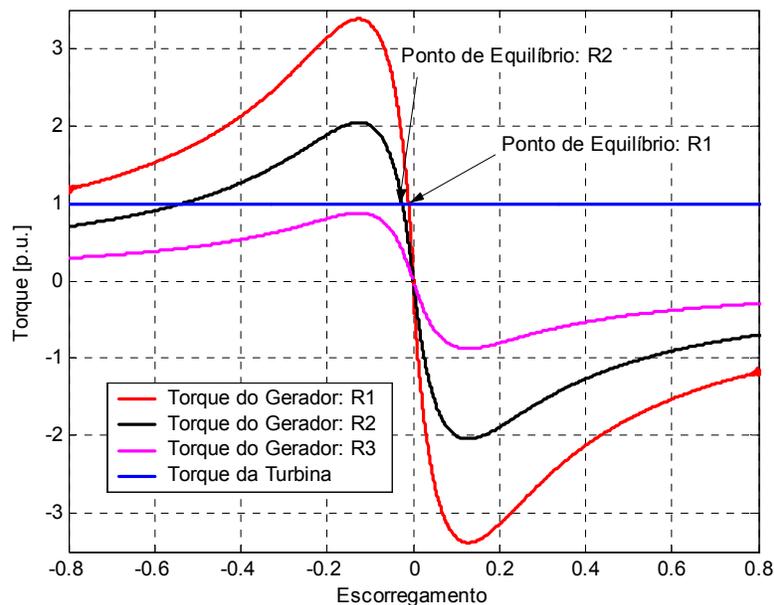


**Figura 46. Escorregamento do gerador – influência da velocidade no instante de ligação.**

### 5.2.3 Influência da Relação de Curto-circuito na Ligação

Conforme apresentado no capítulo 2, um dos critérios normalmente adotados pelas concessionárias para se verificar a viabilidade da conexão de um parque eólico em uma determinada rede elétrica, é o critério da relação de curto-circuito no ponto de conexão do parque eólico ( $R = \frac{S_k}{S_n}$ , onde  $S_n$  é a potência aparente nominal da instalação de produção e  $S_k$  é a potência aparente nominal de curto-circuito no ponto de conexão da rede). Portanto, deve ser verificada a influência desta relação de curto-circuito na ligação do aerogerador.

Para ilustrar o efeito da variação da relação de curto-circuito, podemos recorrer, novamente, ao caso aproximado em que a turbina produza um torque constante de 1,0 p.u., independentemente da sua velocidade. A figura 47 apresenta o comportamento deste torque, juntamente com as características do torque elétrico do gerador para três valores de R, sendo  $R_1 > R_2 > R_3$ .



**Figura 47. Comportamento de torque x escorregamento da máquina para caso aproximado – influência da relação de curto-circuito.**

Para um dado aerogerador, quanto menor for a relação de curto-circuito, maior será a impedância da rede na qual o aerogerador é conectado. Impedâncias altas, por sua vez, deterioram os perfis de tensão da rede. Como o torque do gerador é proporcional ao quadrado desta tensão, quanto menor for a relação de curto-circuito, menor será o torque do gerador, conforme é observado na figura 47. Nota-se que para R1, a velocidade em que o torque da turbina se iguala ao torque do gerador é menor que no caso de R2. Para o caso com R3, o torque de gerador não consegue se igualar ao torque da turbina. Esta seria uma situação em que a operação elétrica do gerador não seria bem sucedida.

Nos estudos de simulação de influência da relação de curto-circuito, apresentados a seguir, o sistema possui as seguintes características:

- Tensão na fonte ideal de 480 V;
- Velocidade do vento de 11 m/s.

As avaliações contemplam 4 valores diferentes para relações de curto-circuito: R=100, 10, 2,5 e 1. Estas relações foram determinadas através de mudanças na impedância da linha de transmissão do sistema, sempre preservando uma relação  $\frac{X_l}{R_l} = 5$ . Onde  $X_l$  e  $R_l$  são,

respectivamente, a reatância e a resistência série da linha. Adotou-se um escorregamento do gerador no momento de ligação à rede de sinicial = -3%.

A figura 48 apresenta o comportamento dos torques do gerador e da turbina para as quatro situações. Observa-se que para  $R=1$ , o torque do gerador não consegue se igualar ao torque da turbina, resultando na aceleração da máquina, conforme apresentado na figura 49. Neste caso a ligação à rede não foi bem sucedida.

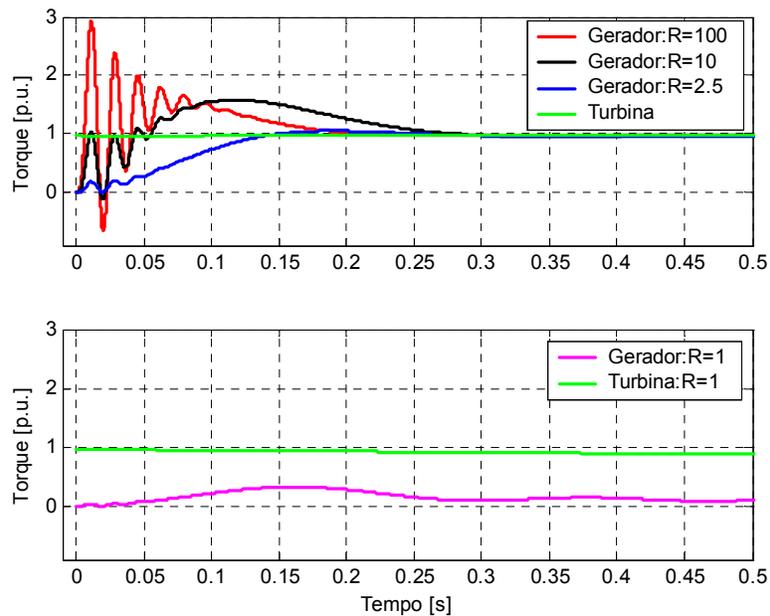


Figura 48. Comportamento de torque – influência da relação de curto-circuito.

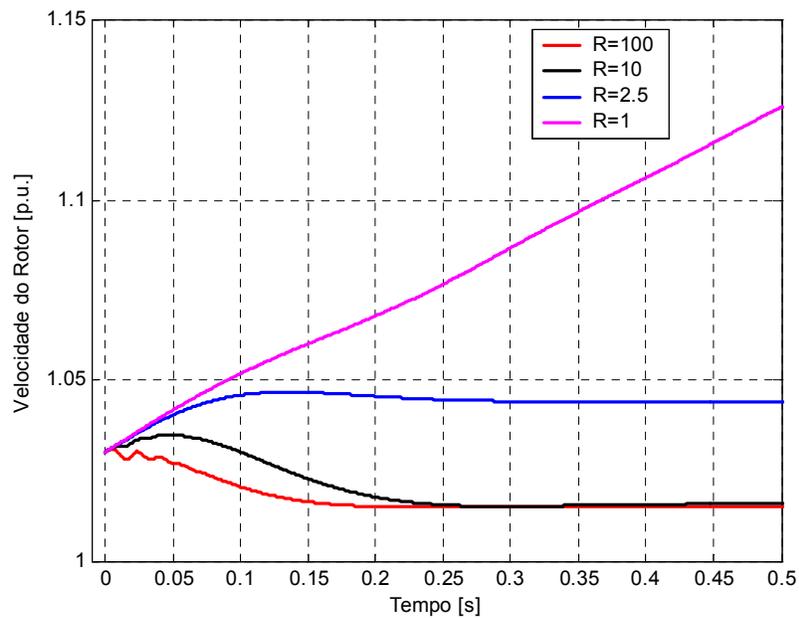
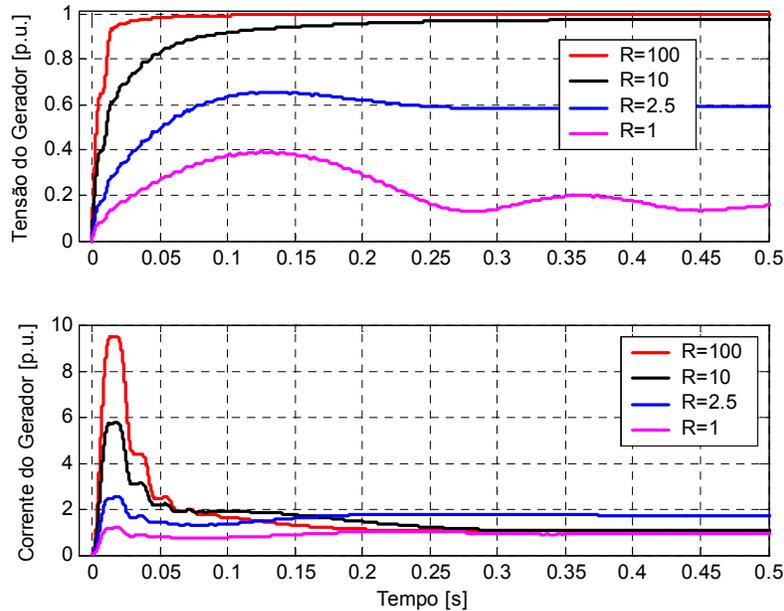


Figura 49. Velocidade do rotor – influência da relação de curto-circuito.

A figura 50 apresenta o comportamento das tensões e correntes do gerador. Nota-se que para  $R=1$ , as tensões não ultrapassam 0,4 p.u.



**Figura 50. Tensões e correntes do gerador – influência da relação de curto-circuito.**

Para completar esta análise, avaliou-se o efeito da relação de curto-circuito para o caso em que a máquina é conectada à rede elétrica com velocidades abaixo da velocidade síncrona. Para isso, adotou-se um escorregamento no momento da ligação à rede de  $s_{inicial} = 3\%$ . As figuras 51, 52 e 53 apresentam o comportamento de torque, velocidade mecânica do gerador, tensão e corrente para estes casos. Observa-se que o efeito da variação da relação de curto-circuito é o mesmo que nos casos de ligação com escorregamento negativo. Para  $R=1$ , o torque do gerador não consegue se igualar ao torque da turbina, não sendo possível efetuar a operação elétrica do aerogerador.

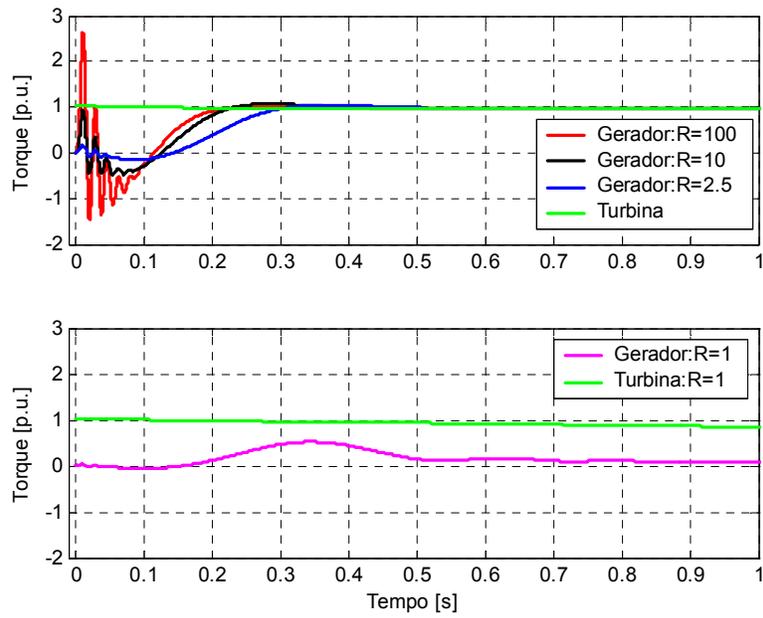


Figura 51. Comportamento de torque – influência da relação de curto-circuito (Sinicial=0,03)

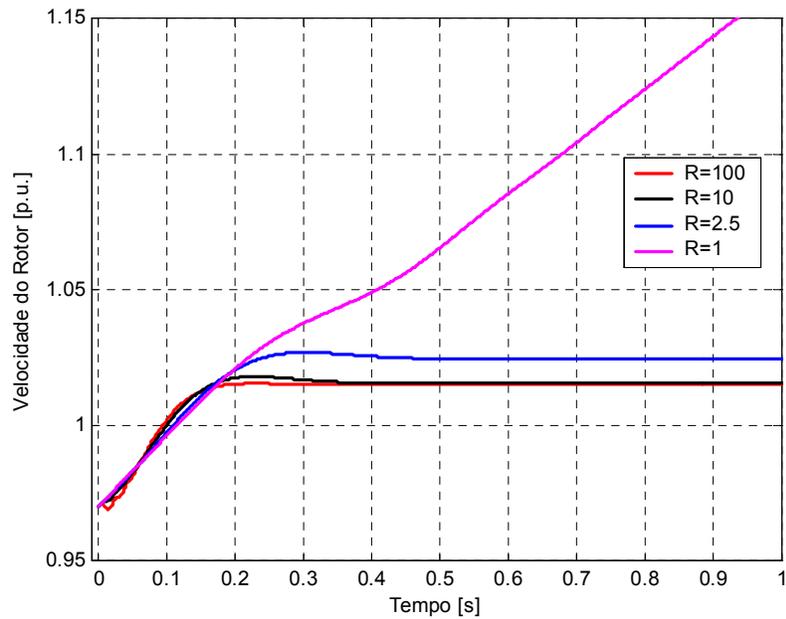
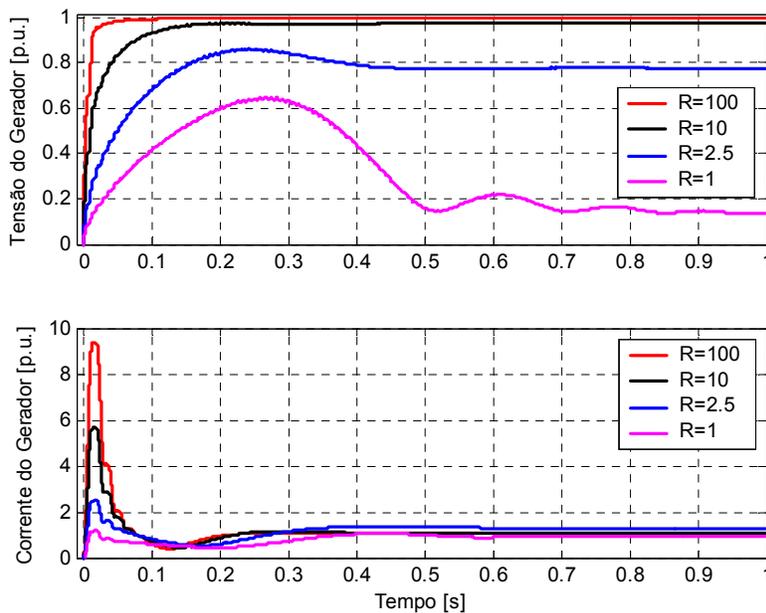


Figura 52. Velocidade do rotor – influência da relação de curto-circuito (Sinicial=0,03).



**Figura 53. Tensões e correntes do gerador – influência da relação de curto-circuito (Sinicial=0,03).**

Pode-se concluir com estas análises que a relação de curto-circuito influencia bastante o comportamento do aerogerador durante a conexão à rede, à medida que influencia o perfil de tensão no ponto de conexão. Para valores muito baixos de R, não é possível efetuar a partida.

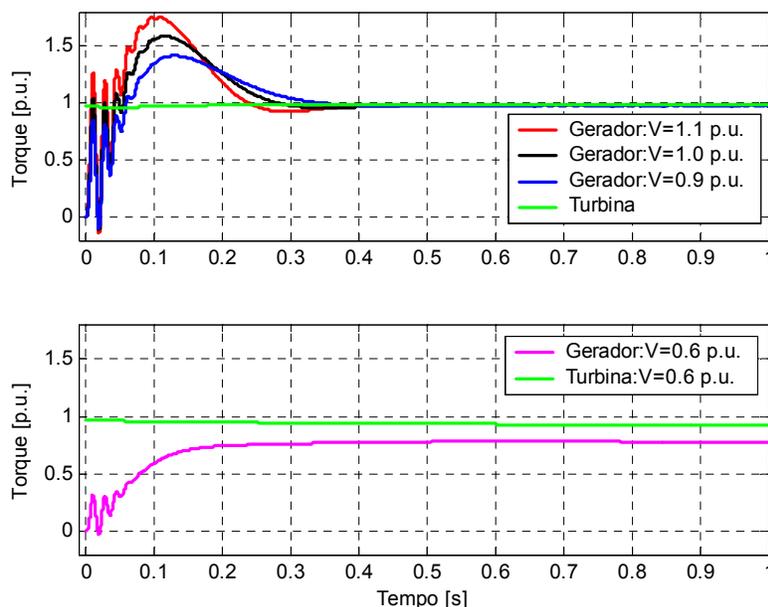
#### 5.2.4 Influência das Tensões da Rede na Ligação

Nesta seção, verifica-se a influência da tensão da rede na ligação do aerogerador. O sistema utilizado nos estudos possui as seguintes características:

- Impedância da linha de transmissão:  $R=0,016$  e  $X=0,08$  (o que confere uma relação de curto-circuito no ponto de conexão de aproximadamente 10);
- Velocidade do vento de 11 m/s;

As avaliações contemplam quatro valores diferentes de tensões na fonte de tensão ideal:  $V = 528$  V (ou 1,1 p.u.), 480 V (ou 1,0 p.u.), 432 V (ou 0,9 p.u.) e 288 V (ou 0,6 p.u.). Adotou-se um escorregamento do gerador no momento de ligação à rede de  $\text{sinicial} = -3\%$ .

A figura 54 apresenta o comportamento dos torques do gerador e da turbina para as quatro situações. Observa-se que para  $V=0,6$  p.u., o torque do gerador não consegue se igualar ao torque da turbina e a ligação à rede não é bem sucedida.

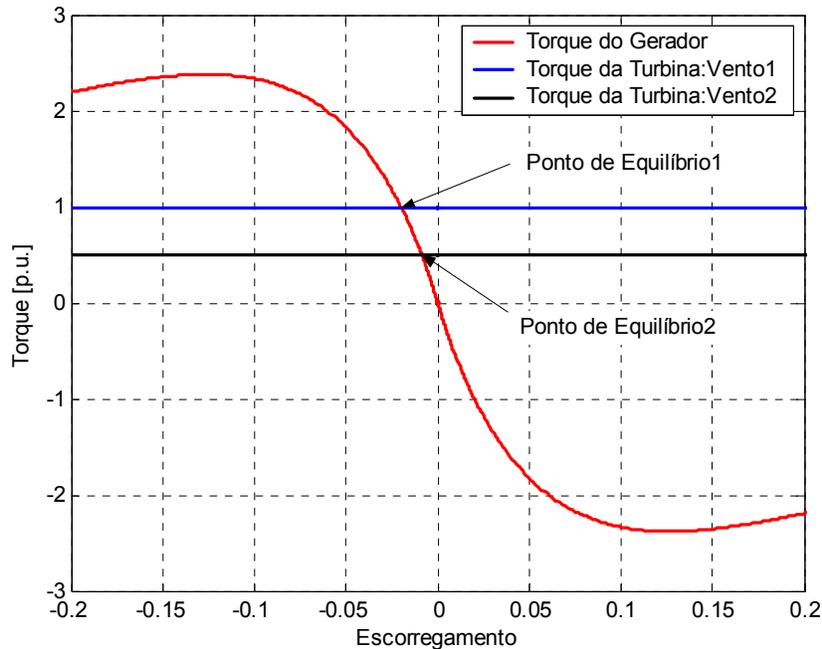


**Figura 54. Comportamento de torque – influência da tensão na rede**

Conforme discutido no item 5.2.3, quanto menor for a tensão da rede, menor será o torque do gerador. Para níveis de tensão mais baixos, o torque do gerador não consegue se igualar ao torque da turbina, não sendo possível ligar o aerogerador à rede.

### 5.2.5 Influência da Velocidade do Vento

Conforme apresentado na figura 15, a potência da turbina e conseqüentemente seu torque estão diretamente relacionados à velocidade do vento. Ao variar a velocidade do vento, altera-se o toque da turbina. Para ilustrar o efeito desta variação, analisaremos o caso aproximado em que a potência da turbina não varia com a velocidade de rotação do rotor. Neste caso, a turbina trabalha sujeita a duas condições distintas de velocidade de vento (vento 1 > vento 2). A figura 55 apresenta o comportamento do torque da turbina, juntamente com as características do torque elétrico do gerador. Observa-se que para velocidades de ventos maiores, o ponto de equilíbrio acontece para valores mais elevados de torque e para velocidades mais altas do gerador. Torques mais elevados no ponto de equilíbrio levam a maior produção de potência ativa pelo gerador. Já velocidades mais altas, levam ao maior consumo de potência reativa. Tudo isto faz com que, no ponto de equilíbrio 1, as correntes do gerador sejam maiores, resultando em tensões mais reduzidas nos terminais do gerador, conforme será comprovado nas simulações.



**Figura 55. Comportamento de torque x escorregamento da máquina – influência da velocidade do vento.**

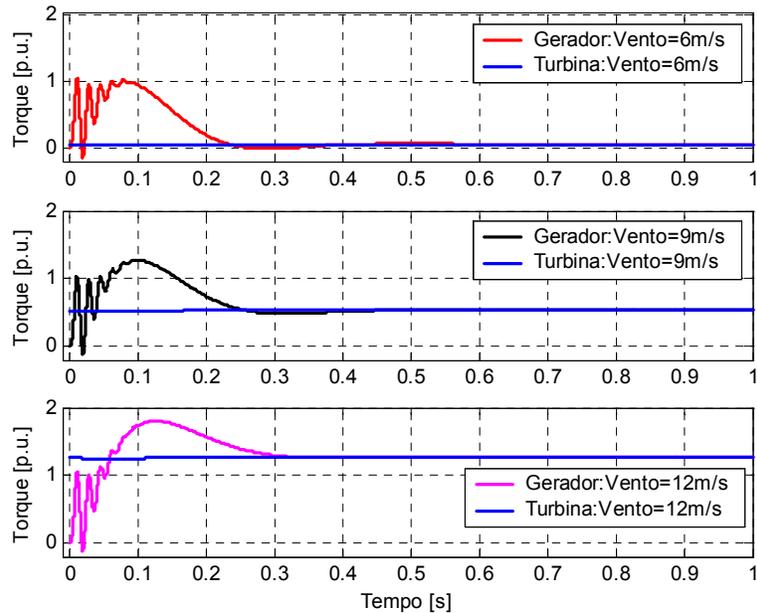
Nos estudos de influência da velocidade do vento na ligação, considerou-se o sistema da figura 30 com as seguintes características:

- Impedância da linha de transmissão:  $R=0,016$  e  $X=0,08$  (o que confere uma relação de curto-circuito no ponto de conexão de aproximadamente 10);
- Tensão na fonte ideal de 480 V;

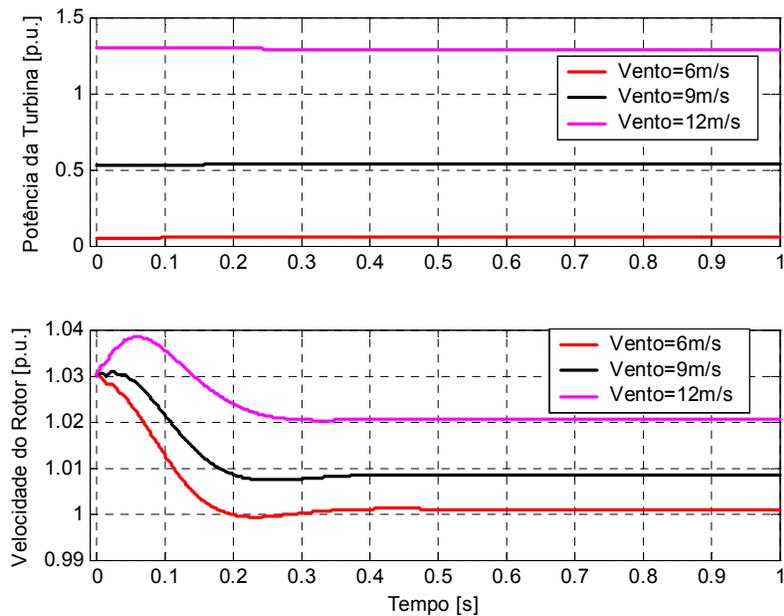
As avaliações contemplam três valores diferentes de velocidades de vento: vento = 6, 9 e 12 m/s. Adotou-se um escorregamento do gerador no momento de ligação à rede de sinicial = -3%.

O comportamento dos torques do gerador e da turbina é apresentado na figura 56. Observa-se que quanto maior a velocidade de vento, maior o torque mecânico. As figuras 57 e 58 mostram as formas de onda de potência da turbina, velocidade do rotor, potências ativa e reativa do gerador. É observado que maiores velocidades de vento resultam em maiores potências da turbina, que por sua vez, levam a maior produção de potência ativa através do gerador. Nota-se, também, que ventos maiores levam a velocidades do rotor mais elevadas, o que aumenta a absorção de potência reativa pela máquina devido a maior excitação a partir da rede.

Conforme mencionado anteriormente, o aumento da geração de potência ativa e da absorção de potência reativa em decorrência de valores mais elevados de velocidade de vento, provocam o aumento das correntes do gerador. Este aumento tem como consequência o aumento das quedas de tensão na rede e no gerador.



**Figura 56. Comportamento de torque – influência da velocidade do vento.**



**Figura 57. Potência da turbina e velocidade do rotor – influência da velocidade do vento.**

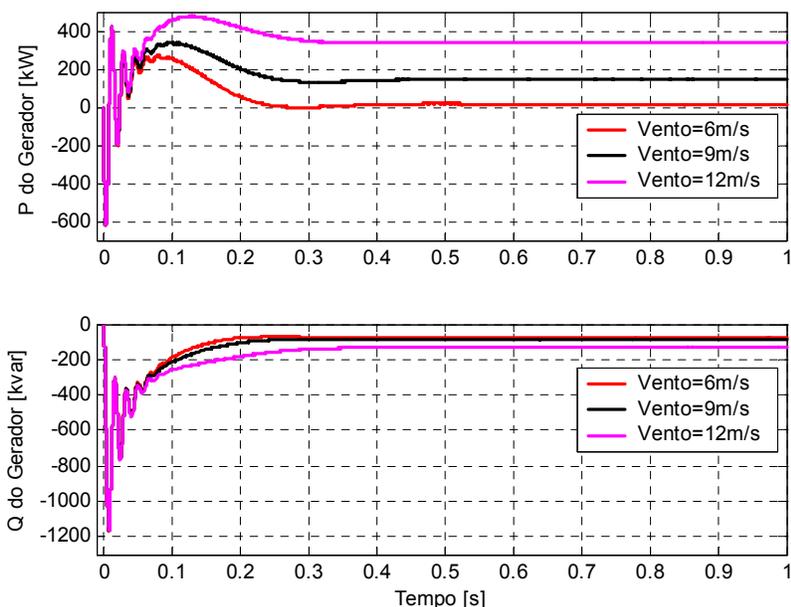


Figura 58. Potências ativa e reativa do gerador – influência da velocidade do vento.

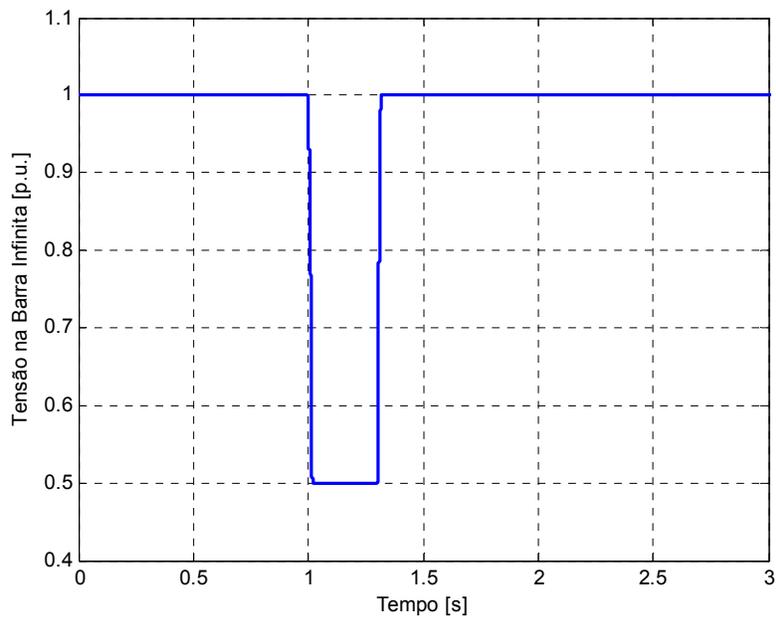
### 5.3 Análise do Comportamento do Aerogerador em Situações de Faltas na Rede

Este estudo analisa a resposta do gerador eólico de indução ligado diretamente à rede, na ocorrência de quedas de tensão na rede. O sistema utilizado nas simulações possui as seguintes características:

- Tensão na barra infinita de 480 V, antes da aplicação da falta;
- Velocidade do vento de 11 m/s;

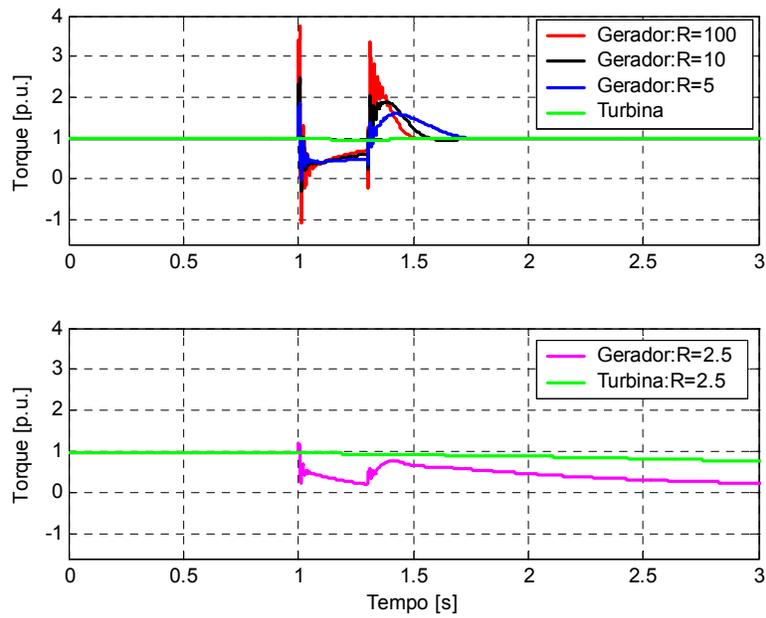
As avaliações contemplam 4 valores diferentes para relação de curto-circuito no ponto de conexão:  $R=100$ , 10, 5 e 2,5. Assim como no item 5.2.3, estas relações foram determinadas através de mudanças na impedância da linha de transmissão do sistema.

O tempo de duração da falta é de 300 ms, conforme ilustrado na figura 59. A simulação da falta foi obtida através da variação direta do módulo da tensão da fonte de tensão ideal que controla a barra infinita.

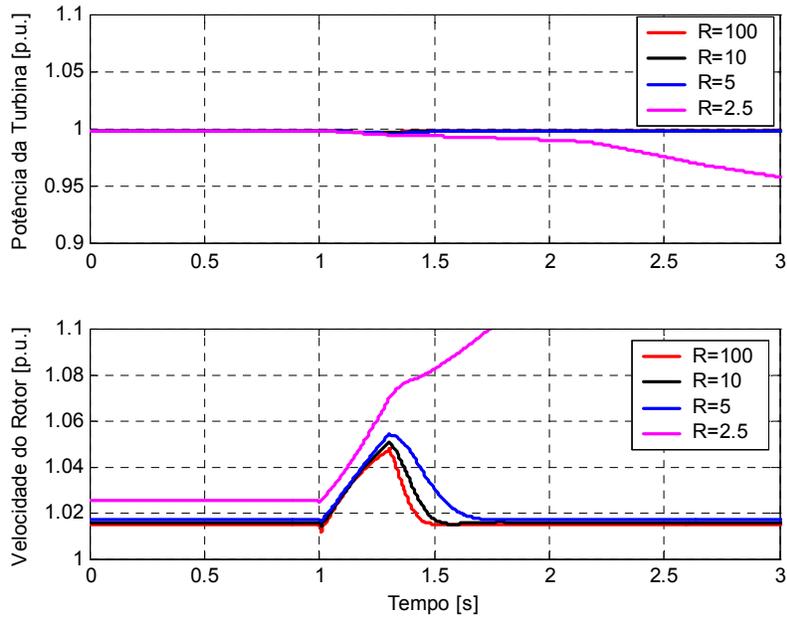


**Figura 59. Queda de tensão na barra infinita – simulação da falta.**

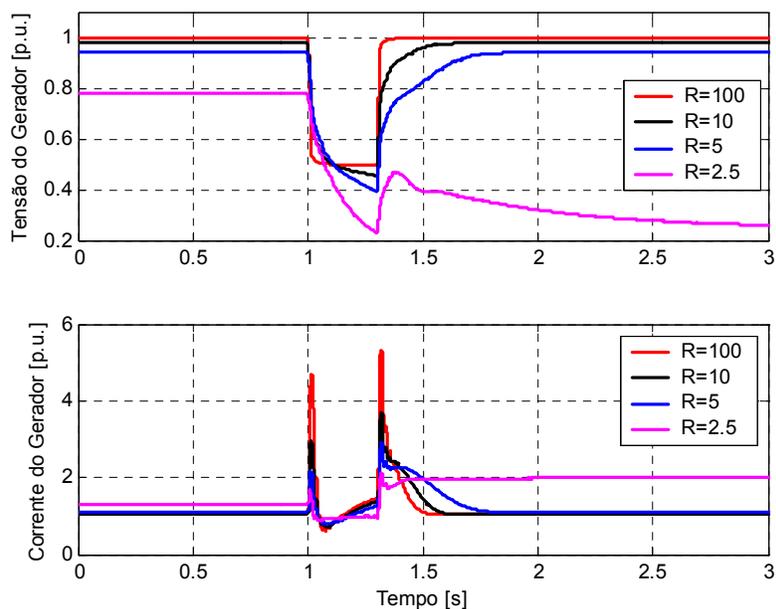
A figura 60 apresenta os torques do gerador e da turbina. É observado que para  $R=2,5$ , o torque do gerador não consegue se igualar ao torque da turbina após a eliminação da falta. Neste caso, a máquina acelera demasiadamente, sendo necessário desligá-la da rede. As figuras 61, 62 e 63 descrevem os comportamentos de potência na turbina, velocidade do rotor, tensões, correntes, potência ativa e potência reativa do gerador. Observa-se que quanto menor o  $R$ , maiores são as variações de velocidade do rotor e as quedas de tensão no gerador.



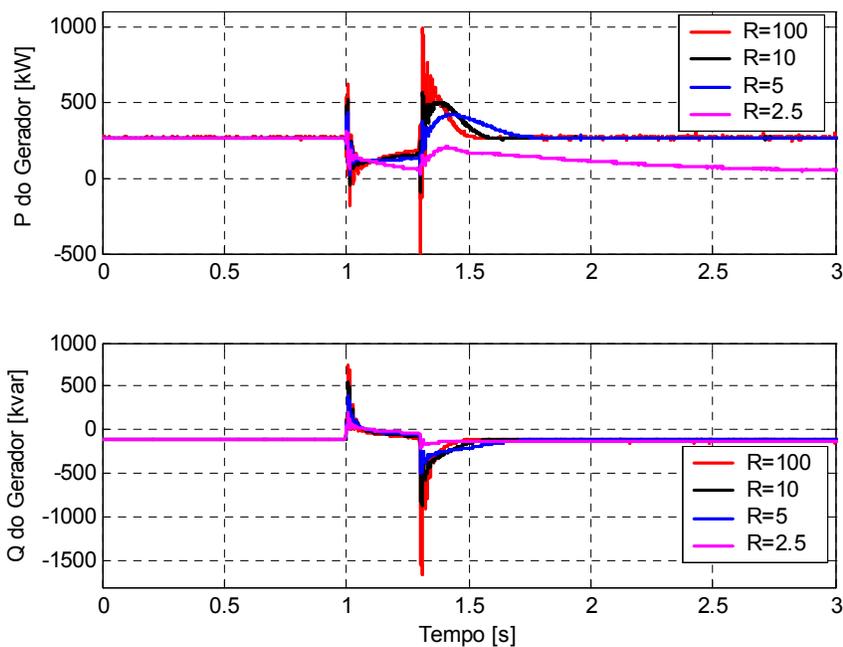
**Figura 60. Comportamento de torque em decorrência da falta.**



**Figura 61. Potência da turbina e velocidade do rotor em decorrência da falta.**



**Figura 62. Tensão e corrente do gerador em decorrência da falta.**

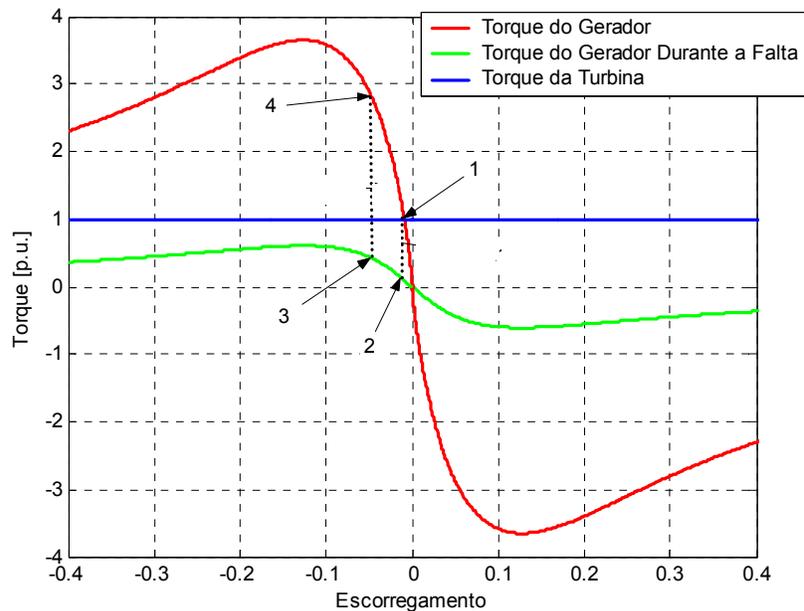


**Figura 63. Potências ativa e reativa do gerador em decorrência da falta**

Através das figuras 64 e 65, é possível entender o comportamento do aerogerador em decorrência de uma falta na rede. Mais uma vez, utilizaremos o caso em que a potência da turbina não varia com a velocidade de rotação do rotor. Vamos considerar, ainda, que

durante a aplicação da falta, as tensões no gerador eólico sejam constantes, como acontece no caso com  $R=100$  da figura 62.

A figura 64 é um exemplo ilustrativo, em que o aerogerador consegue suportar a falta, como ocorre para os casos simulados com  $R=100$ , 10 e 5. O ponto 1 é o ponto de equilíbrio antes da ocorrência da falta. Observa-se que para este ponto, a máquina opera com um escorregamento pouco menor que zero. Quando a falta é aplicada, as quedas de tensão na rede provocam a redução do torque do gerador, que passa a assumir a característica definida pela linha em cor verde. Durante o tempo de aplicação da falta (ponto 2 ao ponto 3), o torque da turbina é superior ao torque do gerador, o que faz com que a máquina acelere. Após a eliminação da falta, caso a tensão retorne ao valor original, o torque do gerador volta a assumir sua característica normal, como indicado no ponto 4, passando a ser superior ao torque da turbina. Isto faz com que a máquina desacelere, até retornar ao ponto 1.



**Figura 64. Exemplo ilustrativo – situação de falta.**

Porém, se após a eliminação da falta, as tensões no terminal do aerogerador não forem suficientes para fazer com que o torque do gerador se iguale ou supere o torque da turbina, o aerogerador não consegue superar a falta. É isto que acontece com a simulação de falta para  $R=2,5$ . Esta relação de curto-circuito leva a deterioração das tensões no ponto de conexão da rede, resultando numa característica de torque do gerador mais contraída.

## 5.4 Análise do Comportamento do Aerogerador Durante Variações de Velocidade de Vento

Este estudo analisa a resposta do gerador eólico para situações de variação na velocidade do vento. Conforme discutido no item 5.2.5, essa variação afeta diretamente a potência e o torque da turbina, resultando em variações na produção de potência do gerador. Foram contempladas três formas distintas de variação do vento: degrau, turbulência e rajada.

As avaliações consideram 4 valores diferentes para relação de curto-circuito no ponto de conexão:  $R=100, 10, 5$  e  $2,5$ . Considerou-se, ainda, uma tensão na barra infinita de  $480$  V.

### 5.4.1 Modelo de Velocidade do Vento

A representação do regime de ventos contemplou cinco componentes em seu modelo: vento constante ( $V_{const}$ ), vento senoidal ( $V_{sen}$ ), rampa de vento ( $V_{rampa}$ ), rajada de vento ( $V_{rajada}$ ) e ruído aleatório de vento ( $V_{ruído}$ ).

A velocidade do vento é definida através da soma destes componentes, conforme apresentado na equação 55, o que torna possível a representação de inúmeras situações de comportamento de vento.

$$V_{vento} = V_{const} + V_{sen} + V_{rampa} + V_{rajada} + V_{ruído} \quad \text{Eq. 55}$$

onde  $V_{vento}$  é a velocidade instantânea do vento (em m/s).

Os três primeiros componentes da equação 55 são gerados através de estruturas existentes na biblioteca do Simulink/MATLAB.

Para obtenção da rajada de vento, utilizou-se a seguinte função (KARINIOTAKIS *et al.*, 1995):

$$V_{rajada}(t) = \begin{cases} 0.5u \{1 - \cos[2\pi(t - T_{G0})/T_G]\} & \text{se } T_{G0} \leq t \leq T_{G0} + T_G \\ 0 & \text{se } t < T_{G0} \text{ ou } t > T_{G0} + T_G \end{cases} \quad \text{Eq. 56}$$

onde:

$t$  é o tempo [s];

$T_G$  é o período da rajada de vento [s];

$T_{G0}$  tempo de início da rajada de vento [s];

$u$  é a amplitude da rajada [m/s].

O componente de ruído aleatório foi modelado através da utilização de um gerador de números randômico, procedente da biblioteca do MATLAB/Simulink.

A figura 65 apresenta o diagrama de blocos desenvolvido para simulação da variação da velocidade de vento.

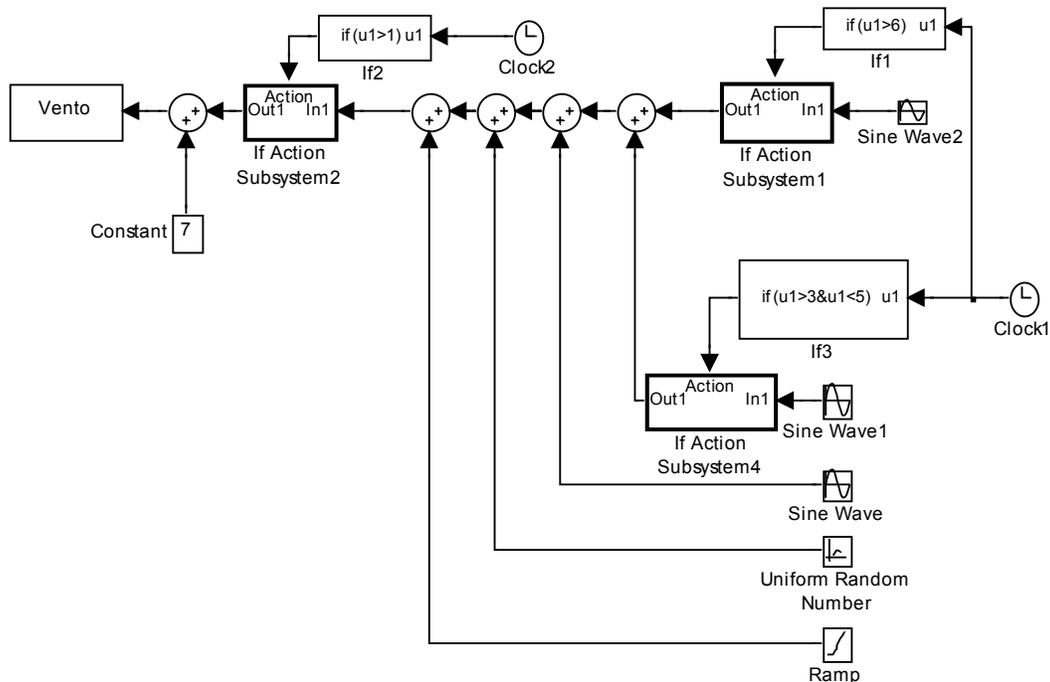


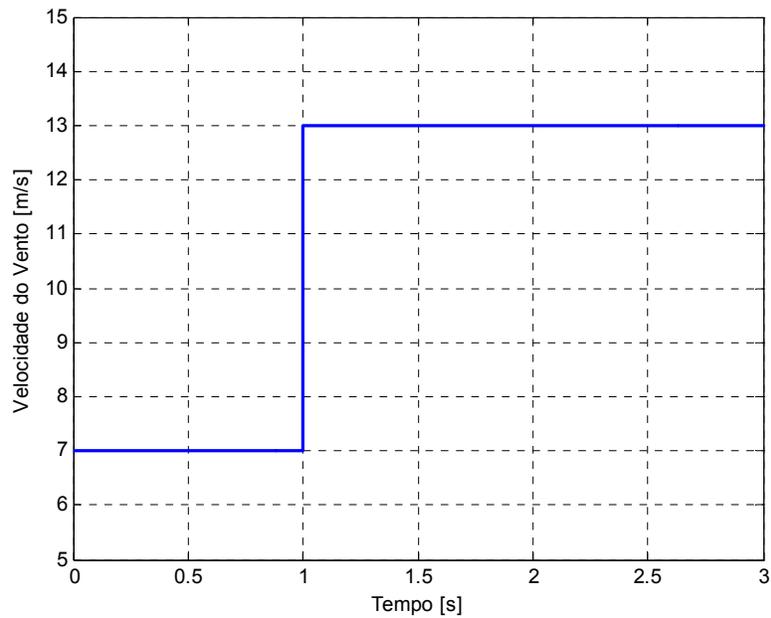
Figura 65. Diagrama de blocos utilizado na simulação da variação de velocidade de vento.

#### 5.4.2 Variação da Velocidade do Vento – Degrau

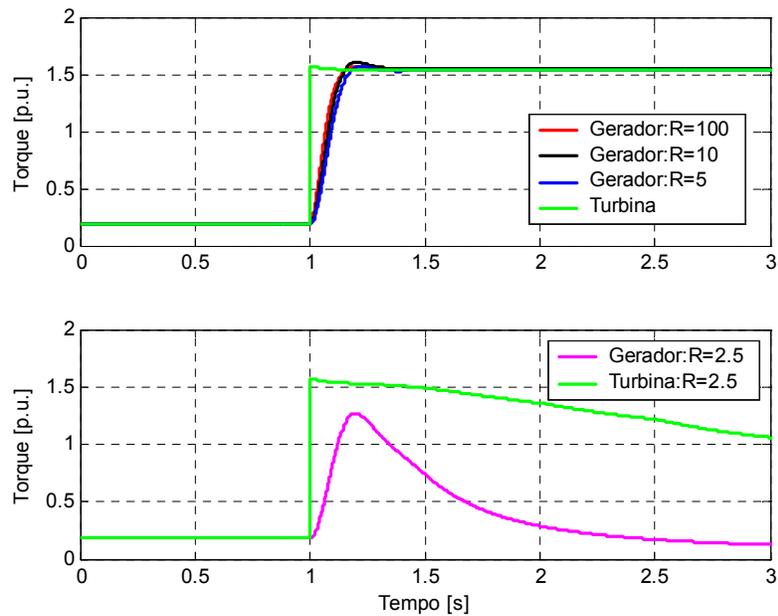
A variação de velocidade de vento tipo degrau, apesar de não ocorrer em casos práticos, é a que melhor elucida o comportamento do aerogerador em situações de mudanças de vento. A figura 66 apresenta a perturbação considerada. Já as figuras 67 e 68 mostram o comportamento do torque do gerador, da turbina e do torque de aceleração.

Observa-se que a variação da velocidade do vento de 7 para 15 m/s traduz-se em elevada variação de torque da turbina ( de 0,2 pra 1,6 p.u.). No caso com  $R=2,5$ , o torque

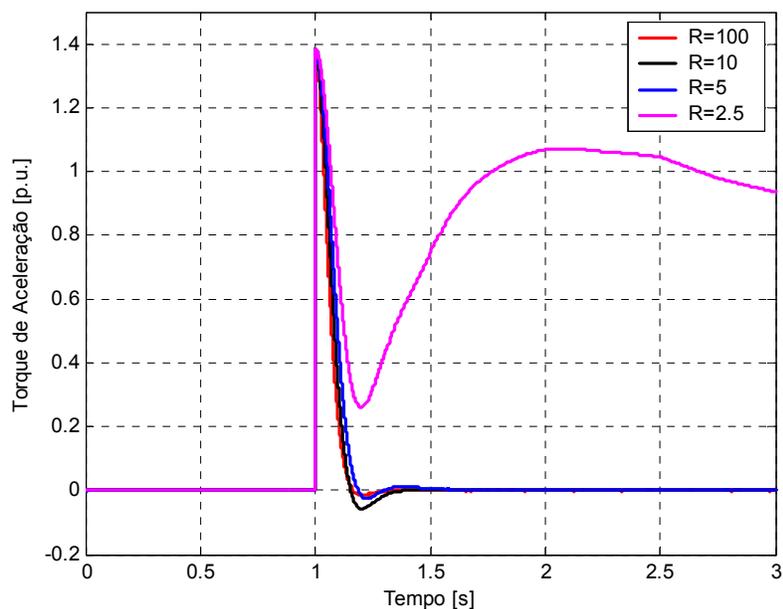
do gerador não consegue se igualar ao torque da turbina, após a mudança de vento. A máquina, então, tende a acelerar indefinidamente, devendo ser desconectada da rede. É pertinente observar que quanto maior a amplitude do degrau, maior será o impacto da perturbação.



**Figura 66. Variação da velocidade do vento - degrau.**

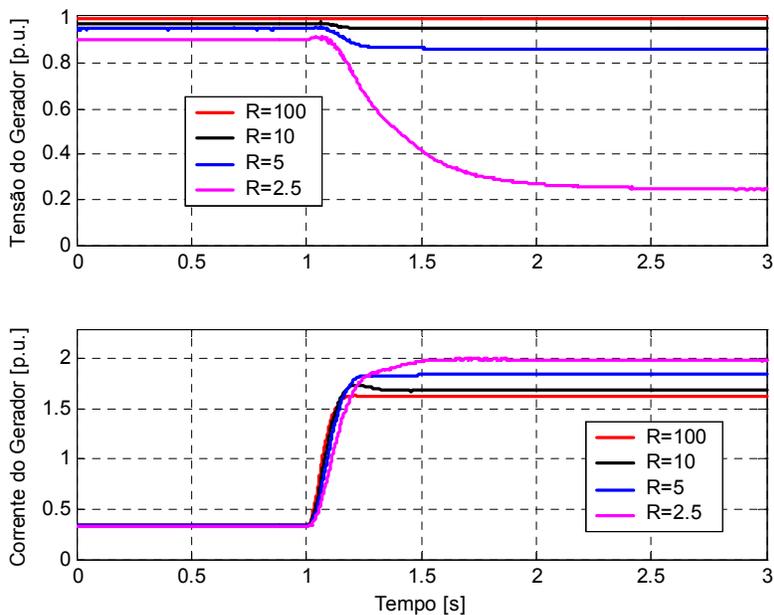


**Figura 67. Comportamento de torque – degrau de vento.**



**Figura 68. Torque de aceleração – degrau de vento.**

A figura 69 mostra os oscilogramas de tensão e corrente no gerador. Conforme mencionado no item 5.2.5, o aumento da velocidade do vento provoca aumento na corrente do gerador. Esta elevação, por sua vez, resulta em deterioramento das tensões do gerador. Nota-se que quanto menor a relação de curto-circuito, maiores são as correntes e as quedas de tensão.



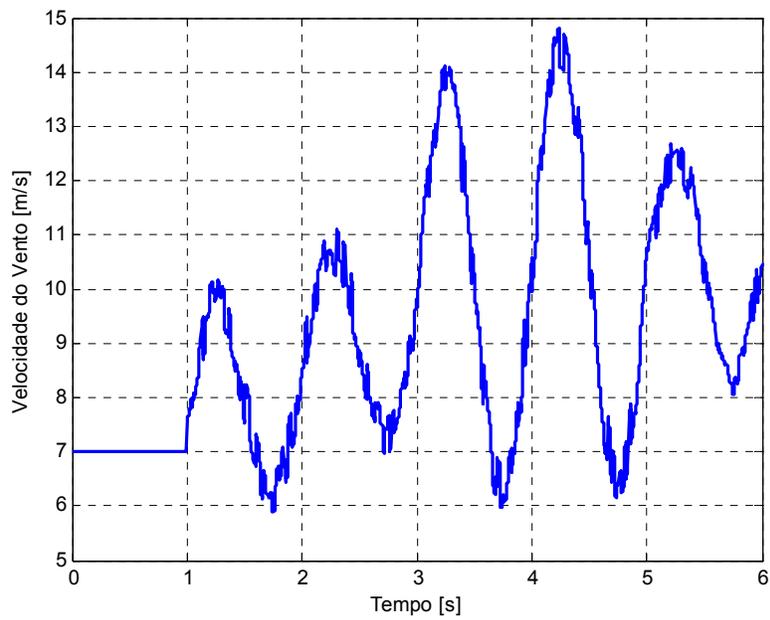
**Figura 69. Tensões e correntes do gerador – degrau de vento.**

Conclui-se, com estas análises, que quanto menor a relação de curto-circuito no ponto de conexão do aerogerador, maiores são os efeitos decorrentes de mudanças na velocidade do vento. Para valores de R muito baixos, o aerogerador pode não superar este tipo de perturbação.

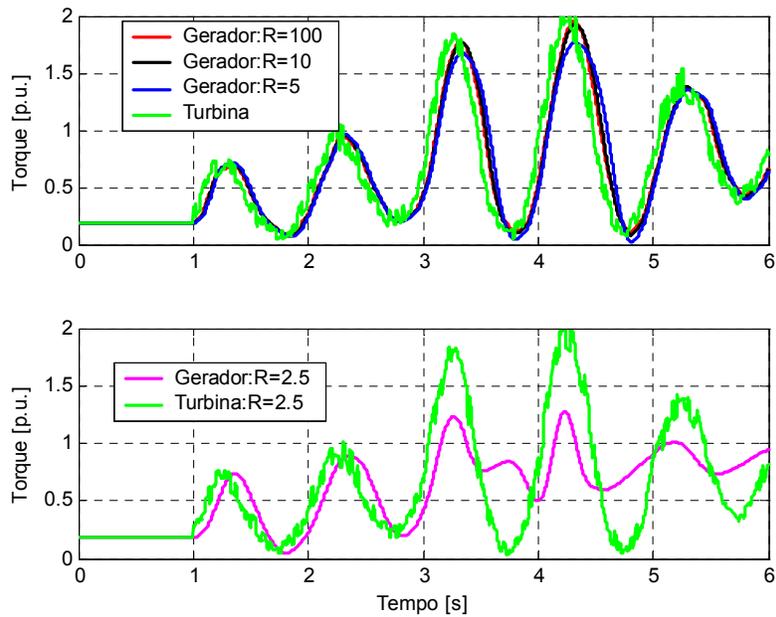
#### **5.4.3 Variação da Velocidade do Vento – Turbulência**

A turbulência pode ser encarada com uma perturbação ao escoamento quase estacionário da velocidade média do vento (CASTRO, 2004). Uma tentativa de visualizá-la consiste em imaginar uma série de turbilhões tridimensionais, de diferentes tamanhos, a serem transportados ao longo do escoamento médio do vento. A turbulência é completamente irregular, e não pode ser descrita de maneira determinística.

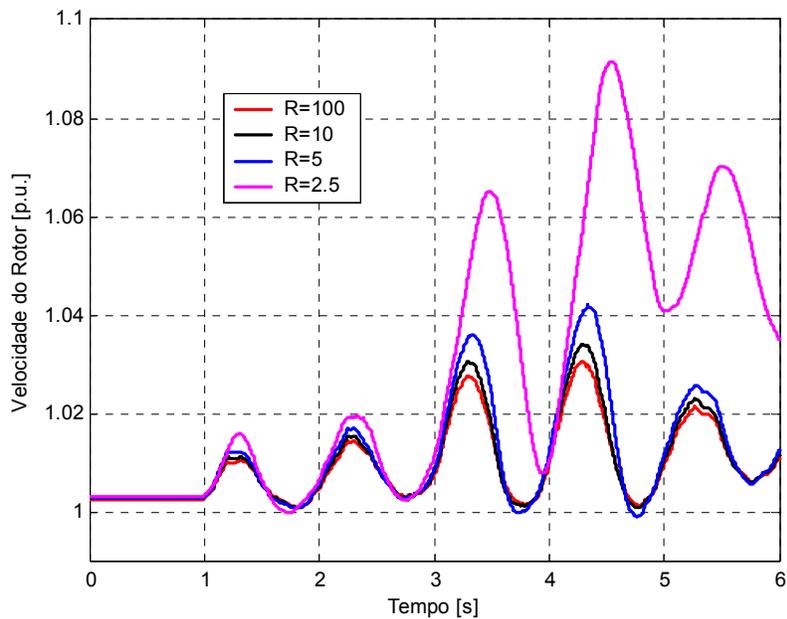
A figura 70 mostra a curva de velocidade do vento na situação de turbulência contemplada nas simulações. A figura 71 apresenta o comportamento do torque do gerador e da turbina. Para  $R=2,5$ , observa-se uma perda de aderência entre o torque da turbina e o torque do gerador. Isto causa acelerações momentâneas, conforme ilustrado na figura 72, podendo resultar em choques na estrutura do aerogerador. Nota-se que o ruído aleatório de alta frequência de velocidade de vento, apesar de influenciar o torque da turbina, não é transmitido com muita intensidade para o torque do gerador, em função da inércia do aerogerador. Conseqüentemente afeta pouco a potência gerada pela máquina.



**Figura 70. Variação da velocidade do vento - turbulência.**

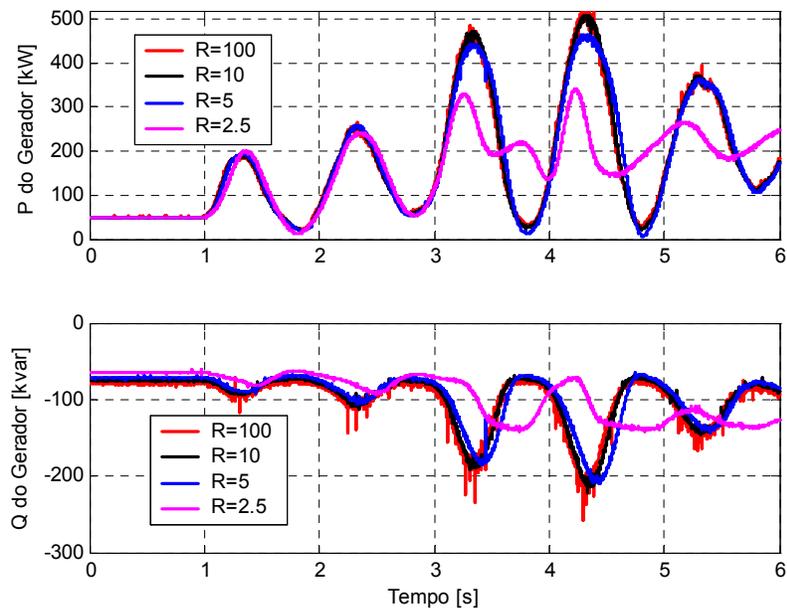


**Figura 71. Comportamento de torque – turbulência.**

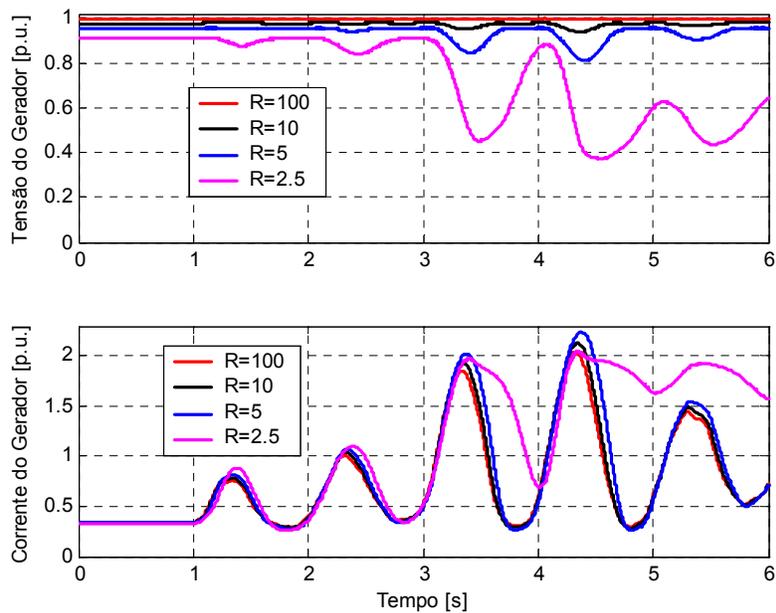


**Figura 72. Velocidade do rotor – turbulência.**

As curvas de potências ativas e reativas são apresentadas na figura 73. Nota-se que para  $R=2,5$ , quando a velocidade do vento atinge valores mais altos, o gerador não consegue entregar toda a potência proveniente da turbina, resultando em acelerações na máquina. Estas acelerações, por sua vez, resultam em elevações na corrente do gerador e quedas de tensão, conforme indicado na figura 74.



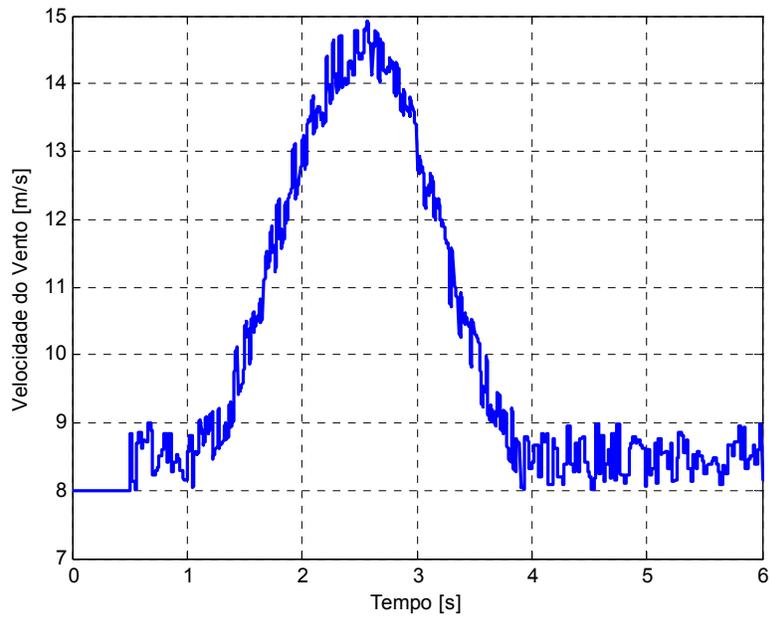
**Figura 73. Potências ativa e reativa do gerador – turbulência.**



**Figura 74. Tensões e correntes do gerador – turbulência.**

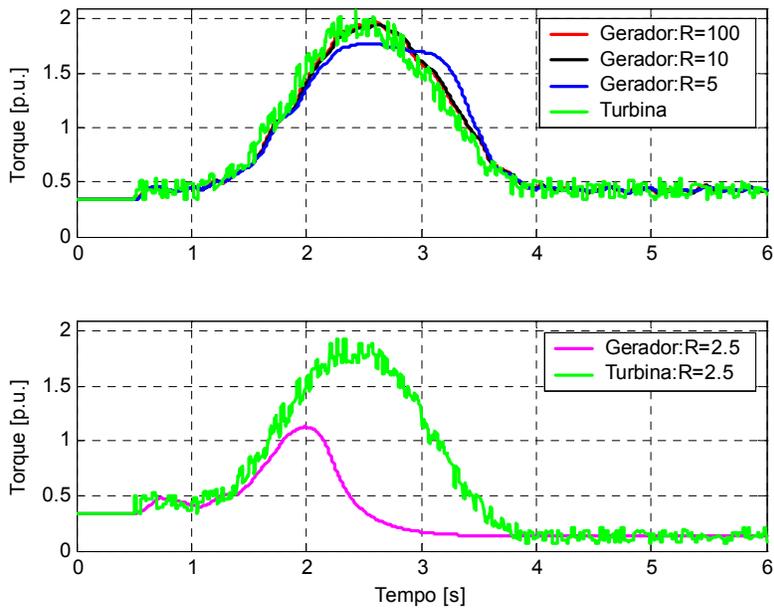
#### **5.4.4 Variação da Velocidade do Vento – Rajada**

Para encerrar a análise do comportamento do aerogerador durante variações de vento, considerou-se a ocorrência da rajada ilustrada na figura 75. Observa-se que a velocidade do vento, inicialmente de 8 m/s, atinge valores próximos à 15m/s e retorna à velocidade inicial em aproximadamente 3 segundos.



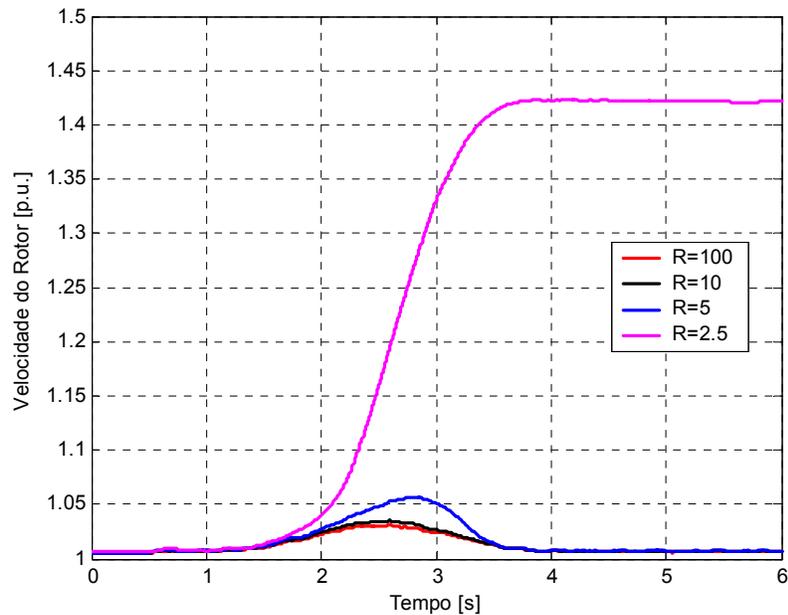
**Figura 75. Variação da velocidade do vento - rajada.**

O comportamento dos torques da turbina e do gerador é ilustrado na figura 76. Observa-se perda de aderência para  $R=5$  e  $R=2,5$ . Para  $R=2,5$ , porém, a situação de equilíbrio após a perturbação, acontece num ponto diferente do ponto de equilíbrio inicial, com valores dos torques do gerador e turbina bastante baixos.

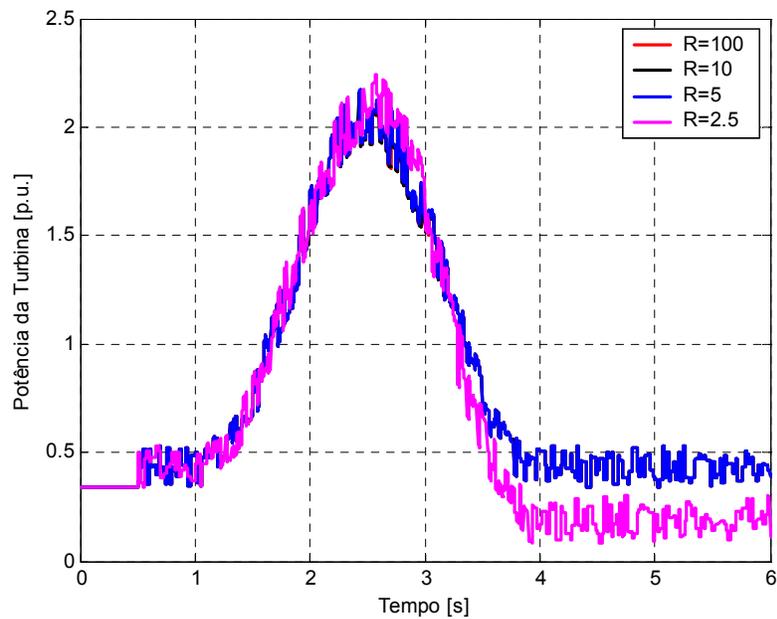


**Figura 76. Comportamento de torque – rajada.**

As figuras 77 e 78 detalham o comportamento de velocidade do gerador e de potência da turbina. No caso de  $R=2,5$ , a velocidade atinge valores muito elevados, o que reduz a potência e o torque da turbina, permitindo ao torque do gerador se igualar ao torque da turbina. Em casos práticos, esta situação de equilíbrio não ocorreria devido à atuação do sistema de proteção, que desligaria o aerogerador por sobrevelocidade.

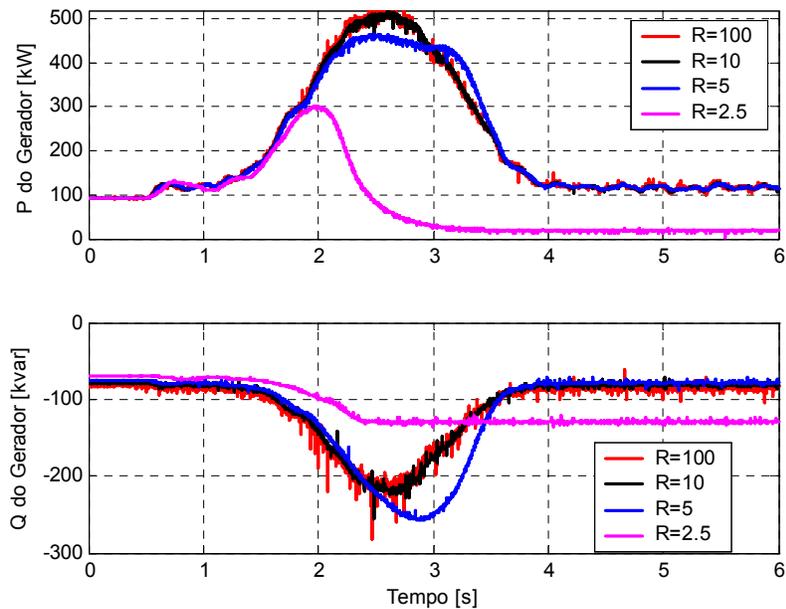


**Figura 77. Velocidade do rotor – rajada.**

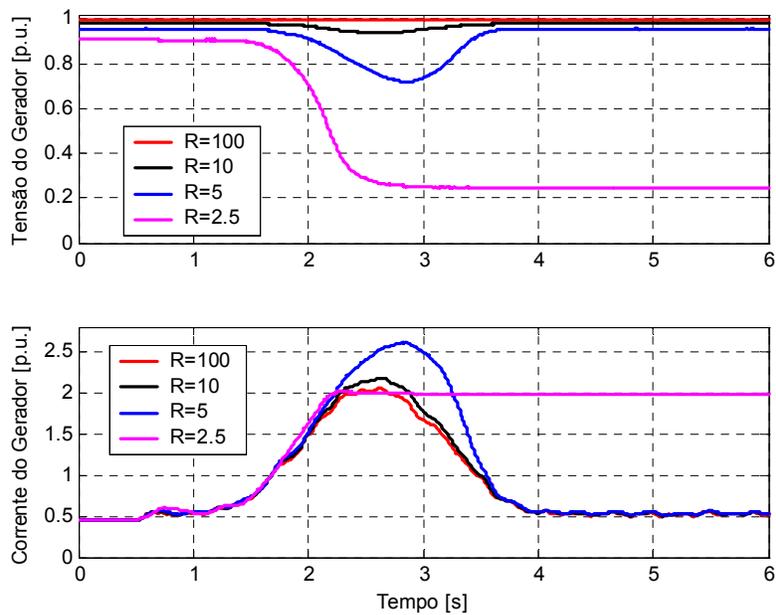


**Figura 78. Potência da turbina – rajada.**

As figuras 79 e 80 mostram os gráficos de potência ativa, reativa, tensão e corrente do gerador. O aumento da velocidade do vento provoca aumentos na geração de potência ativa e na absorção de potência reativa. Isto tem como resultado, aumento nas correntes e quedas nas tensões do gerador. Nota-se que para  $R=2,5$ , a máquina não consegue restabelecer os valores de corrente e tensão anteriores à ocorrência da rajada de vento.



**Figura 79. Potências ativa e reativa do gerador – rajada.**



**Figura 80. Tensões e correntes do gerador – rajada.**

## Capítulo 6

# Compatibilização MATLAB e DigSILENT e Simulações com o Aerogerador de Indução de Dupla Alimentação

Neste capítulo será realizada uma compatibilização entre os programas Power Factory DigSilent e o MATLAB/Simulink. Para isto, será criado um sistema eletromecânico no Power Factory com os mesmos dados do sistema utilizado nas simulações do capítulo 5. Posteriormente serão realizadas as primeiras simulações com o aerogerador de dupla alimentação; por fim, o desempenho deste aerogerador será comparado ao desempenho do aerogerador de velocidade fixa.

### 6.1 Compatibilização MATLAB e DigSILENT

O programa Power Factory DigSILENT vem sendo bastante difundido em várias partes do mundo, inclusive em vários países da Europa. Os modelos existentes em sua biblioteca são resultados de trabalhos constantes de pesquisa e desenvolvimento por parte da DigSILENT. Assim, com o objetivo de validar os resultados do capítulo 5, obtidos com o MATLAB/Simulink, serão realizadas simulações com o Power Factory. Os resultados destas simulações serão comparados aos resultados alcançados com o MATLAB/Simulink.

Conforme apresentado no capítulo 4, o modelo de aerogerador utilizado nas simulações com o MATLAB/Simulink é mais simplificado que o modelo utilizado no Power Factory. As principais diferenças advêm das representações da turbina eólica e do acoplamento mecânico entre a turbina e o gerador.

Outras diferenças estão relacionadas com o modelo da máquina de indução e com o tipo de simulação realizada. No modelo de gerador utilizado no MATLAB/Simulink, os transitórios elétricos do estator estão representados. O mesmo não acontece com o modelo de gerador do DigSILENT. Além disso, enquanto as simulações no MATLAB/Simulink são realizadas para valores instantâneos de corrente e tensão, no caso do Power Factory são utilizados valores eficazes.

O modelo do DlgSILENT apresenta desvantagens em relação à representação da velocidade de vento. Enquanto no MATLAB/Simulink a velocidade do vento é um valor de entrada para o modelo, no DlgSILENT o valor de entrada é a potência elétrica do gerador. Em função desta potência, o modelo calcula a velocidade do vento requerida.

### 6.1.1 Sistema Eletromecânico Utilizado nas Simulações com o Power Factory DlgSILENT

Para as simulações com o programa Power Factory, trabalhou-se com um sistema o mais parecido possível com o sistema utilizado nas simulações com o MATLAB/Simulink. Para isto foram utilizados os mesmos dados da rede elétrica e do gerador de indução. Os dados da turbina eólica do modelo MATLAB/Simulink também foram trabalhados de forma a se adequarem ao formato do Power Factory. Para garantir maior aderência entre os casos, considerou-se um coeficiente de rigidez do acoplamento turbina – gerador ( $k$ ) bastante elevado. Desta forma este acoplamento pode ser considerado rígido.

A figura 81 apresenta o diagrama unifilar da rede elétrica utilizada nas simulações com o Power Factory DlgSILENT.

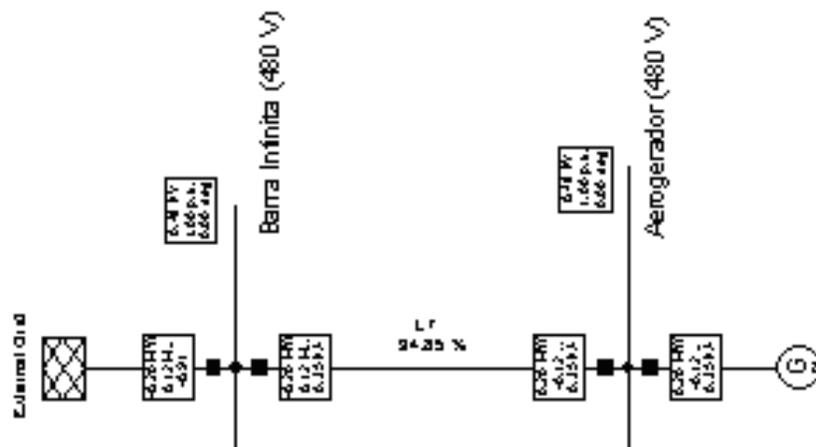


Figura 81. Rede elétrica – diagrama unifilar no Power Factory DlgSILENT.

### 6.1.2 Análise do Comportamento do Aerogerador em Situações de Falhas na Rede Utilizando o Programa Power Factory DlgSILENT

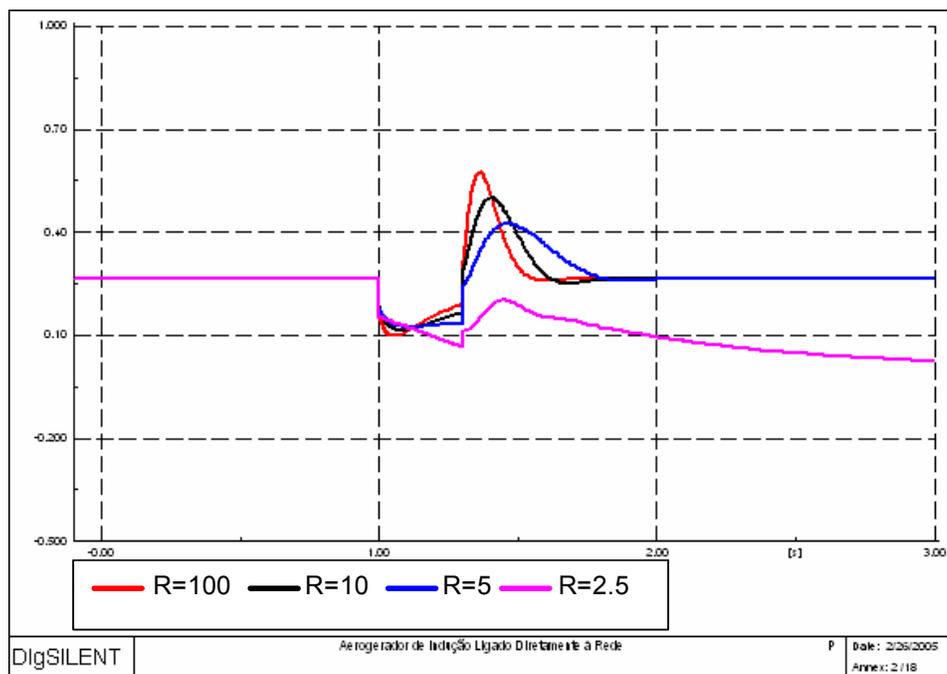
Esta análise é a mesma realizada no item 5.3 deste trabalho, só que agora as simulações são efetuadas no programa Power Factory.

O sistema utilizado possui as seguintes características:

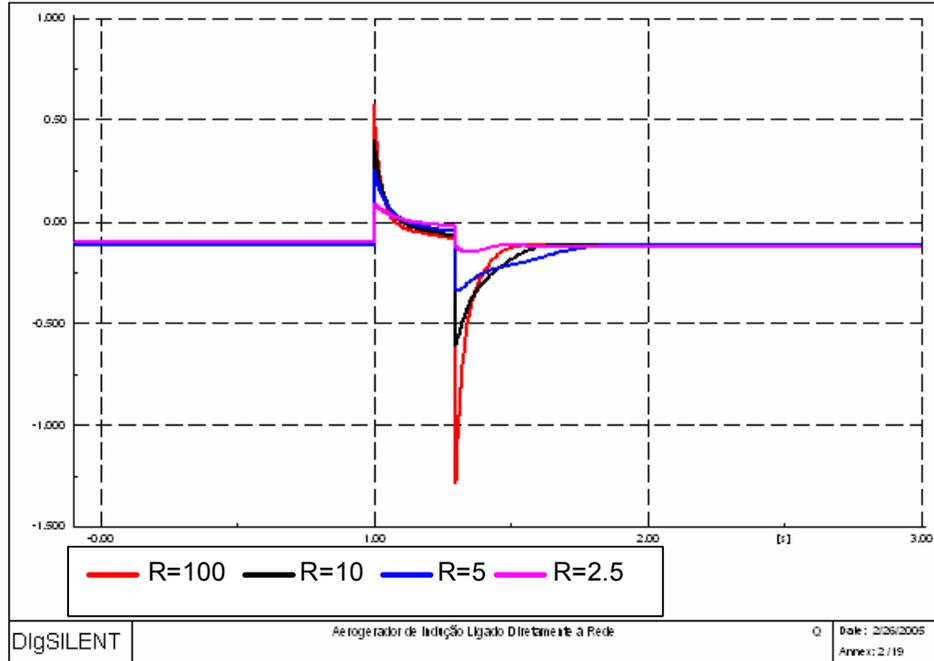
- Tensão na barra infinita de 480 V, antes da aplicação da falta;
- Potência do aerogerador de 275 kW (Velocidade do vento de 11 m/s).

As avaliações contemplam 4 valores diferentes para Relação de curto-circuito no ponto de conexão:  $R=100$ , 10, 5 e 2,5. A intensidade da falta é a mesma do item 5.3, com o decremento das tensões da barra infinita para 0,5 p.u durante 300 ms.

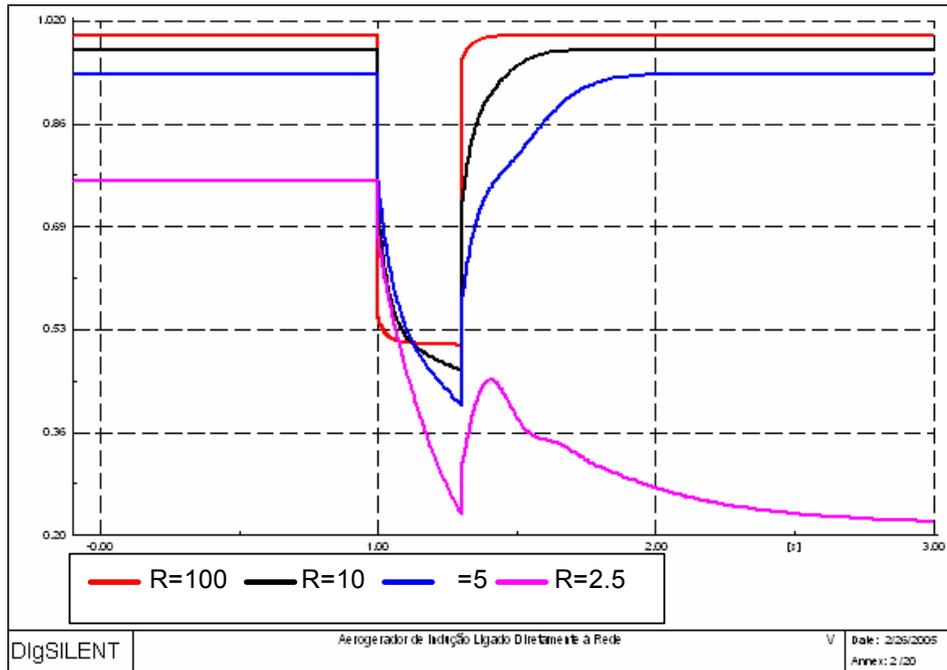
As figuras 82, 83, 84 e 85 apresentam o comportamento de potência ativa, reativa, tensão e velocidade do aerogerador. Observa-se que este comportamento é bastante próximo ao verificado nas simulações com o MATLAB/Simulink. O efeito da relação de curto-circuito também está bastante aderente aos resultados do item 5.3.



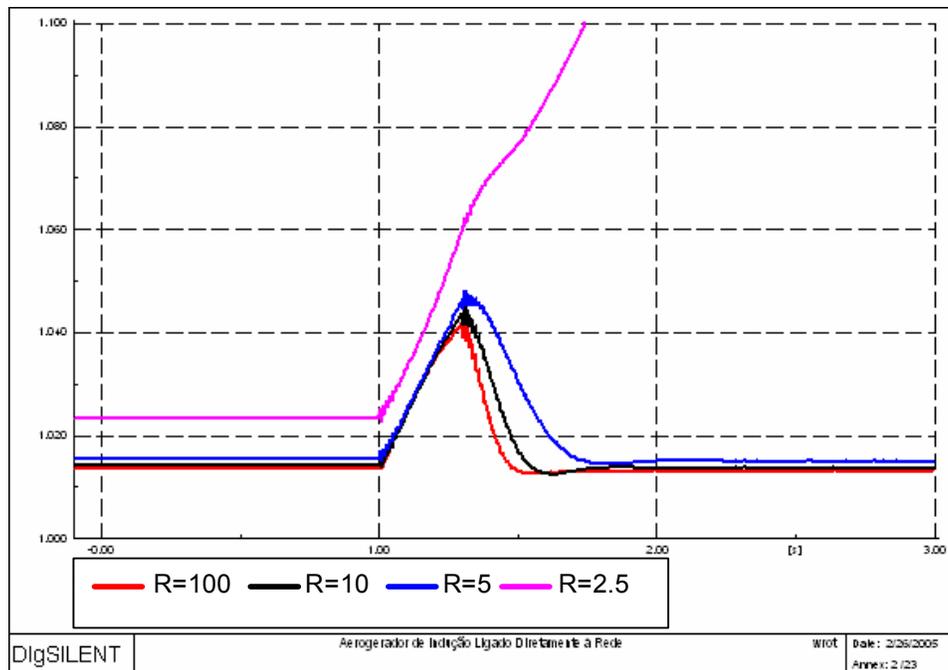
**Figura 82. Potência ativa do aerogerador [MW]**



**Figura 83. Potência reativa do aerogerador [Mvar]**



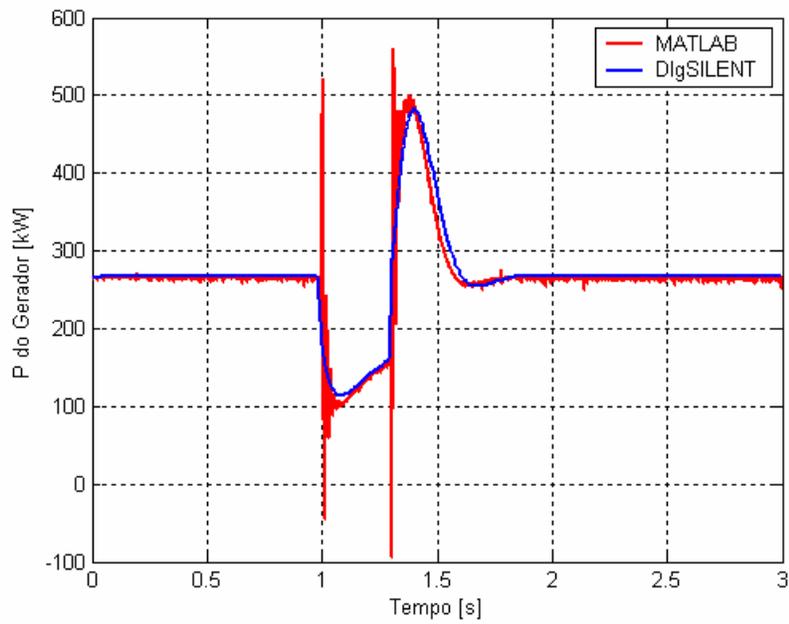
**Figura 84. Tensões do aerogerador [p.u.]**



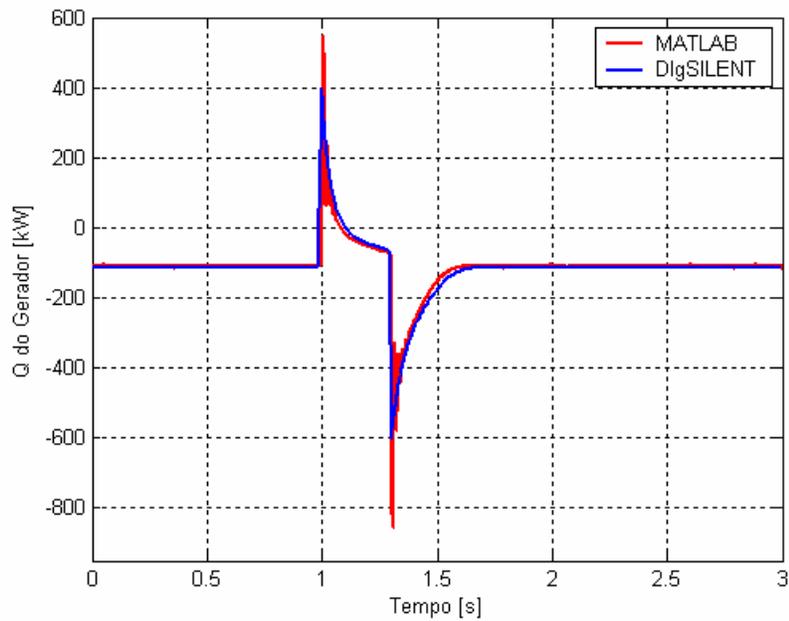
**Figura 85. Velocidade mecânica do aerogerador [p.u.]**

As figuras 86, 87, 88 e 89 apresentam o comportamento de potência ativa, potência reativa, tensão e corrente para as simulações com MATLAB e DlgSILENT, na situação de falta. A relação de curto-circuito considerada foi  $R=10$ .

De uma maneira geral, observa-se grande semelhança nos dois casos. As diferenças são mais acentuadas durante os transitórios decorrentes da aplicação e eliminação da falta. Isto ocorre em função da representação dos transitórios elétricos do gerador para o caso de simulação com o MATLAB.



**Figura 86. Potência ativa do aerogerador – comparação DigSILENT e MATLAB/Simulink**



**Figura 87. Potência reativa do aerogerador – comparação DigSILENT e MATLAB/Simulink**

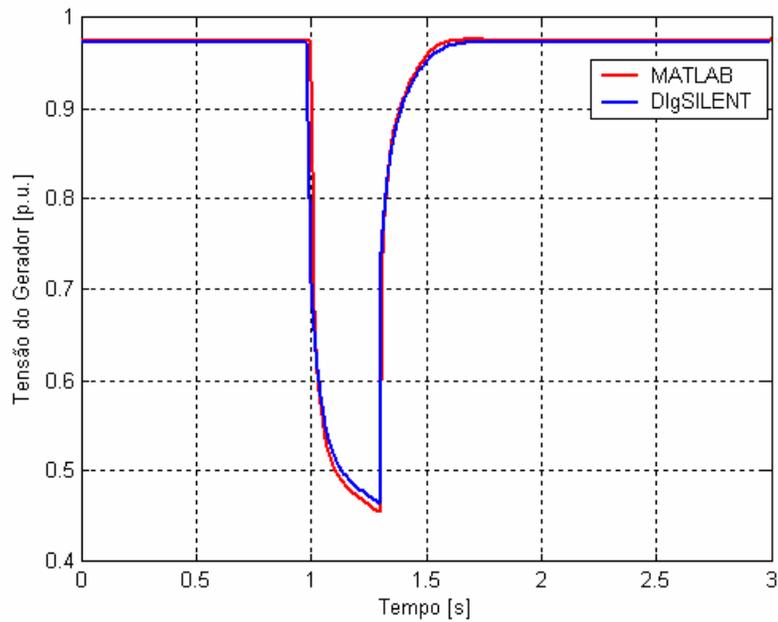


Figura 88. Tensão do aerogerador – comparação DigSILENT e MATLAB/Simulink

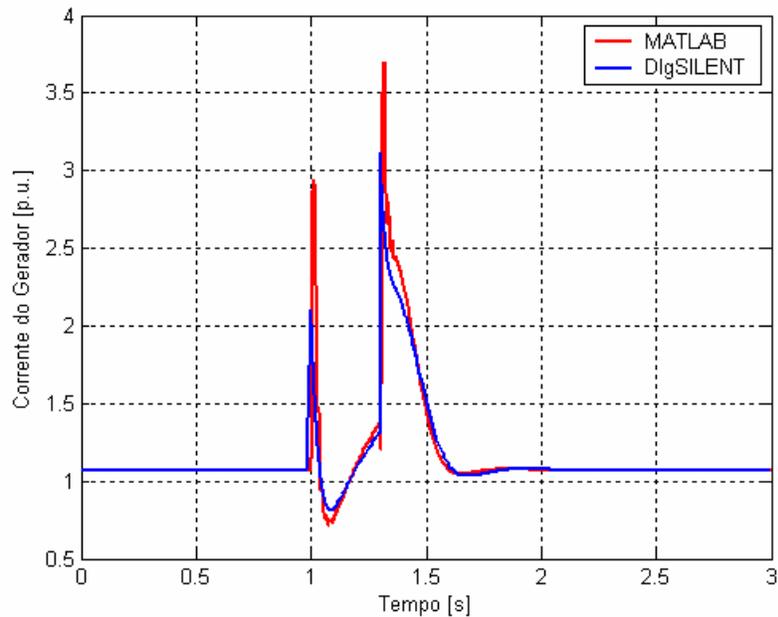


Figura 89. Corrente do aerogerador – comparação DigSILENT e MATLAB/Simulink

## 6.2 Análise do Comportamento do Aerogerador de Dupla Alimentação em Situações de Falhas na Rede

Este estudo analisa o comportamento do aerogerador de dupla alimentação na ocorrência de quedas de tensão na rede. Os dados do sistema eletromecânico utilizado são

diferentes dos usados nas simulações anteriores. O aerogerador é constituído de um gerador de indução de dupla alimentação de 5 MVA e tensão nominal de 3,3 kV. A rede elétrica consiste numa barra infinita de 30 kV e numa linha de transmissão, representada através de parâmetros concentrados de indutância e resistência. Os dados do aerogerador foram extraídos da própria biblioteca do Power Factory e estão apresentados no apêndice A, juntamente com os dados da rede elétrica. A figura 90 apresenta o diagrama unifilar da rede elétrica utilizada nas simulações e a figura 91 apresenta o diagrama unifilar do aerogerador de indução de dupla alimentação no DlgSILENT.

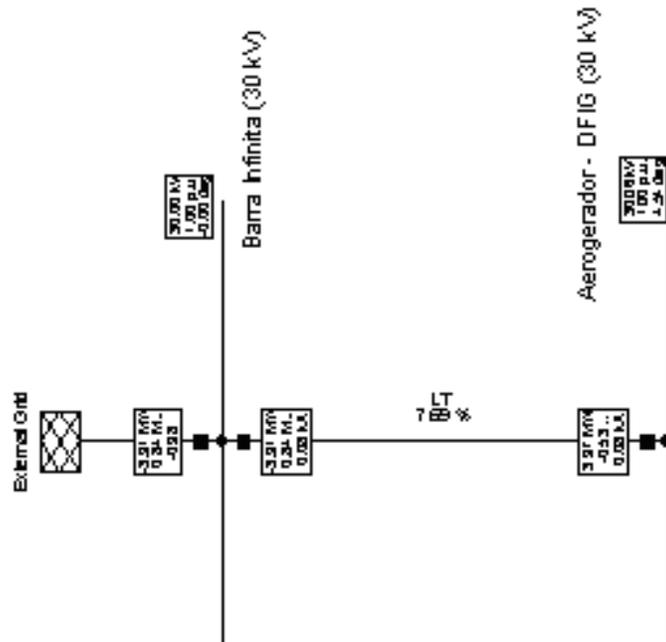


Figura 90. Rede elétrica – diagrama unifilar

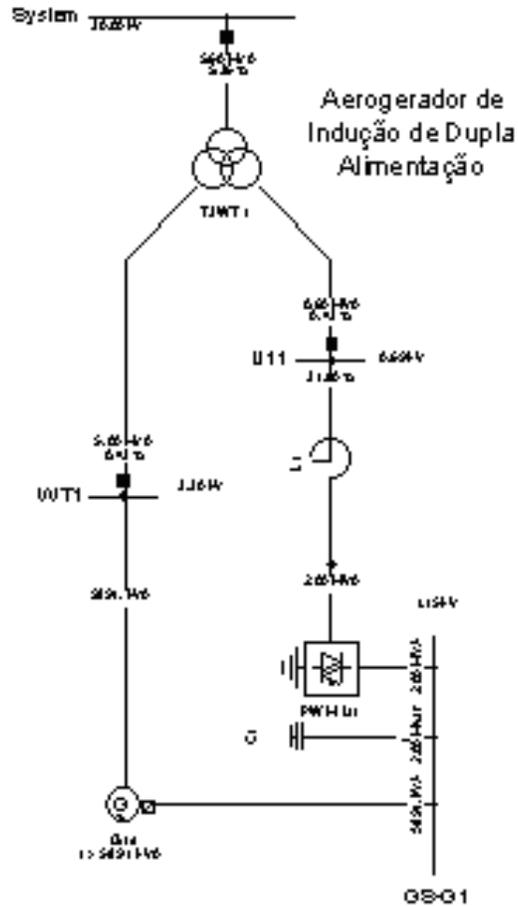


Figura 91. Diagrama unifilar do aerogerador de dupla alimentação no DigSILENT.

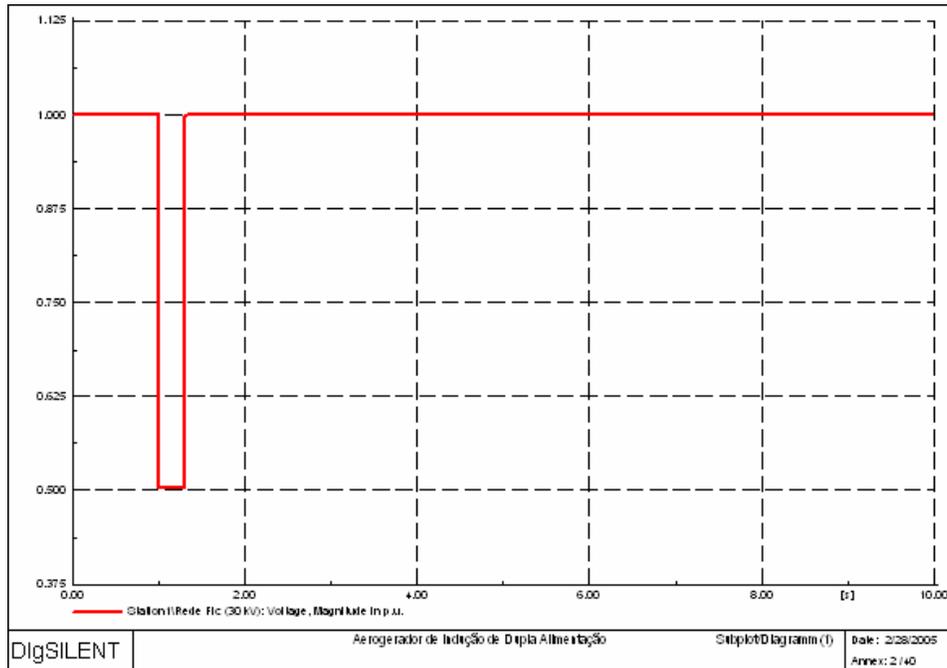
As avaliações contemplam 4 valores diferentes para relação de curto-circuito no ponto de conexão:  $R=100$ , 10, 5 e 2,5.

O sistema utilizado nas simulações possui as seguintes características:

- Tensão na barra infinita de 30 kV, antes da aplicação da falta;
- Potência Ativa do aerogerador de 4 MW no ponto de medição 1 da figura 22 (Velocidade do vento de 12 m/s);
- Potência Reativa do aerogerador no ponto de medição 1 da figura 22: 0 Mvar para  $R=100$ , 10 e 5; 0,3 Mvar para  $R=2,5$ .

Os montantes de potência reativa do aerogerador foram determinados de forma a impor uma tensão nos terminais do gerador de 1,0 p.u., no ponto de equilíbrio anterior à aplicação da falta.

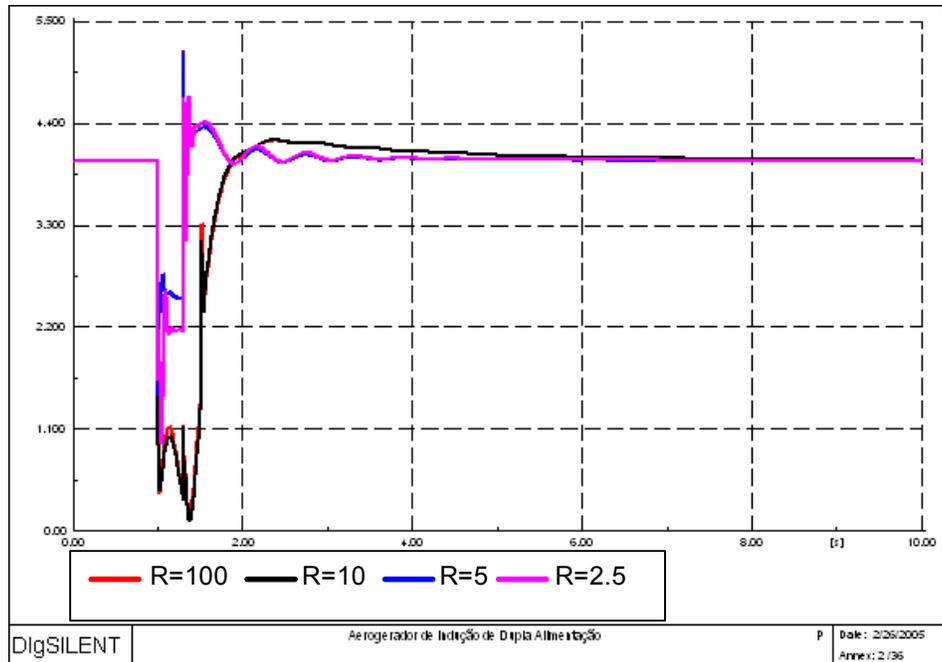
A falta considerada produz um decremento das tensões da barra infinita para 0,5 p.u, durante 300 ms, conforme ilustrado na figura 92.



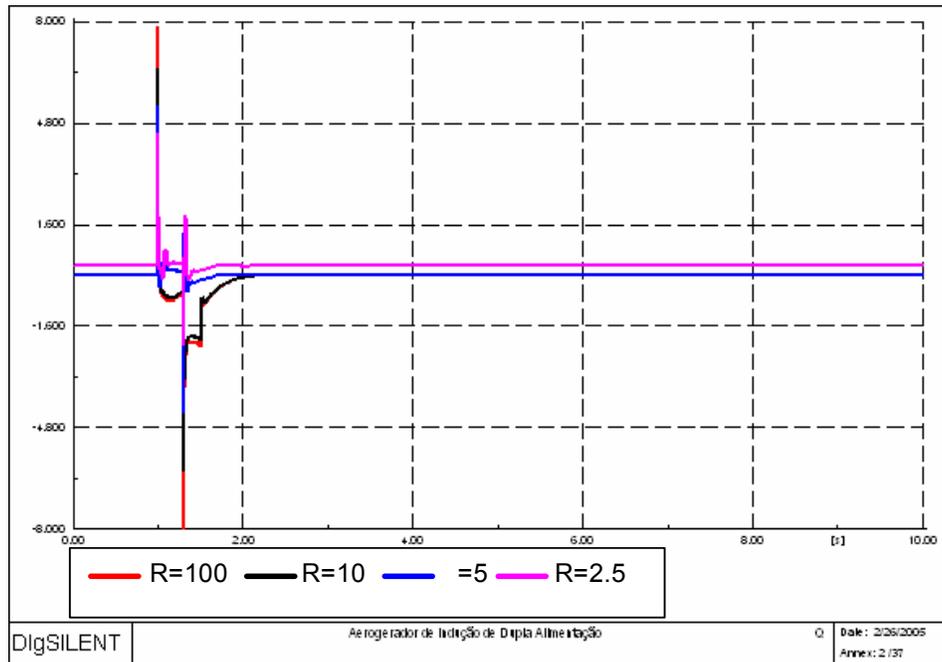
**Figura 92. Queda de tensão na barra infinita – simulação da falta.**

As figuras 93, 94, 95 e 96 apresentam o comportamento de potência ativa, reativa, tensão e corrente do aerogerador, no ponto de medição 1 da figura 22. A figura 97 mostra a velocidade mecânica do aerogerador.

Observa-se que para  $R=100$  e  $10$ , o comportamento do aerogerador é bastante diferente dos casos com  $R=5$  e  $2,5$ . Isto acontece em decorrência da atuação do “crow bar” para as situações com  $R = 100$  e  $10$ . Nestes casos, as impedâncias da linha de transmissão são menores e, conseqüentemente, as correntes do rotor no momento de aplicação da falta são maiores, sensibilizando a proteção do conversor. Enquanto o “crow bar” está inserido (durante os instantes  $t=1,0$  e  $t=1,5$  s), a capacidade de controle de potência ativa e reativa do aerogerador é interrompida. Isto prolonga o tempo necessário para que o aerogerador retome a sua condição de equilíbrio anterior à aplicação da falta, o que pode ter um impacto negativo na estabilidade de tensão do sistema. Observa-se que nos casos de atuação do “crow bar”, os valores de potência ativa permanecem reduzidos durante mais tempo e o aerogerador absorve potência reativa durante todo o tempo em que esta proteção está inserida. A figura 97 mostra que a atuação desta proteção leva a excursões maiores da velocidade mecânica do rotor.



**Figura 93. Potência ativa do aerogerador no ponto de medição 1 da figura 22 [MW] – aerogerador de dupla alimentação**



**Figura 94. Potência reativa do aerogerador no ponto de medição 1 da figura 22 [Mvar] – aerogerador de dupla alimentação**

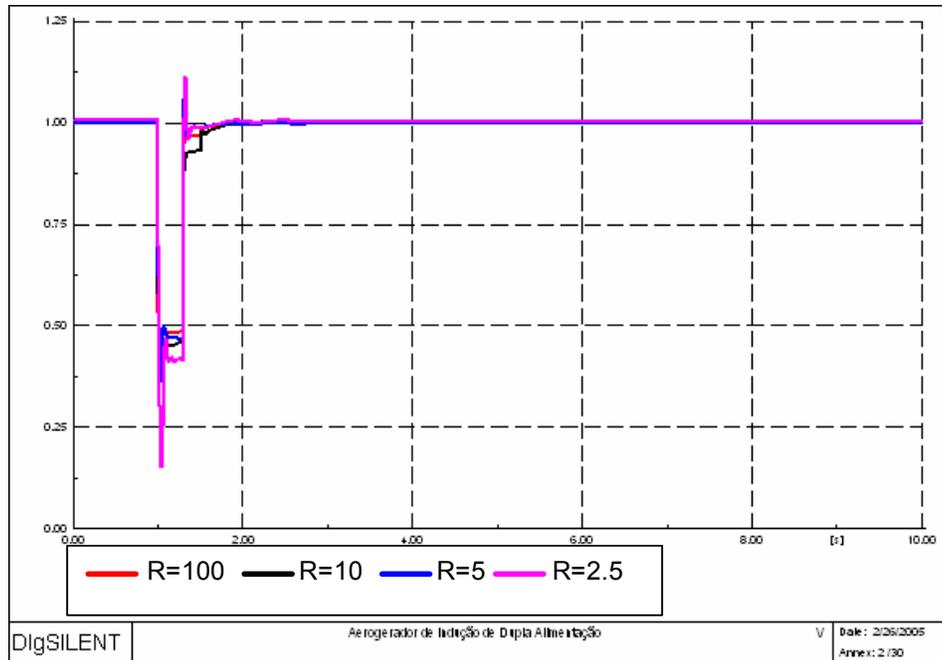


Figura 95. Tensão do aerogerador [p.u.] – aerogerador de dupla alimentação

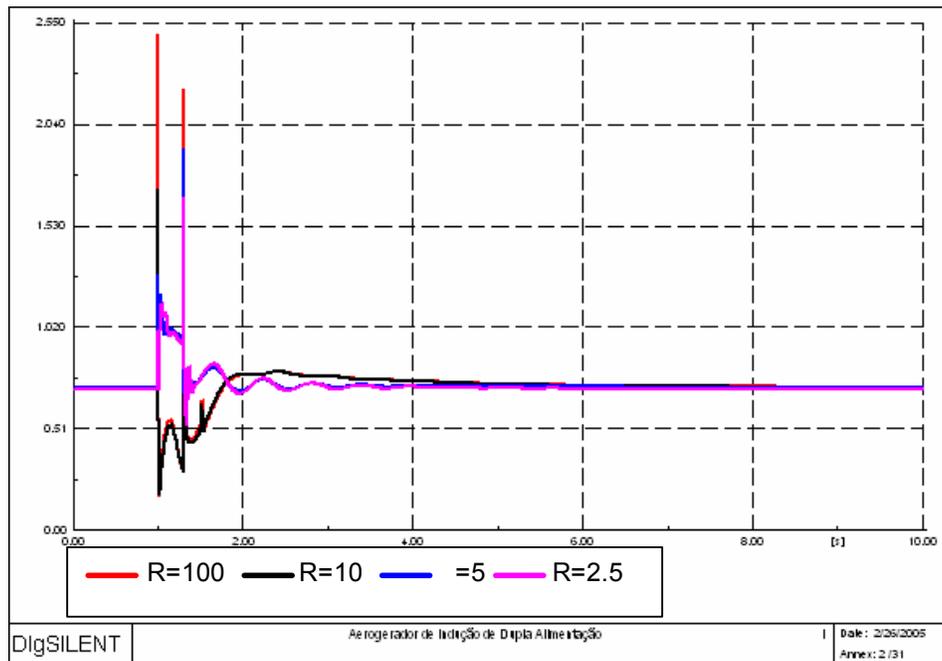
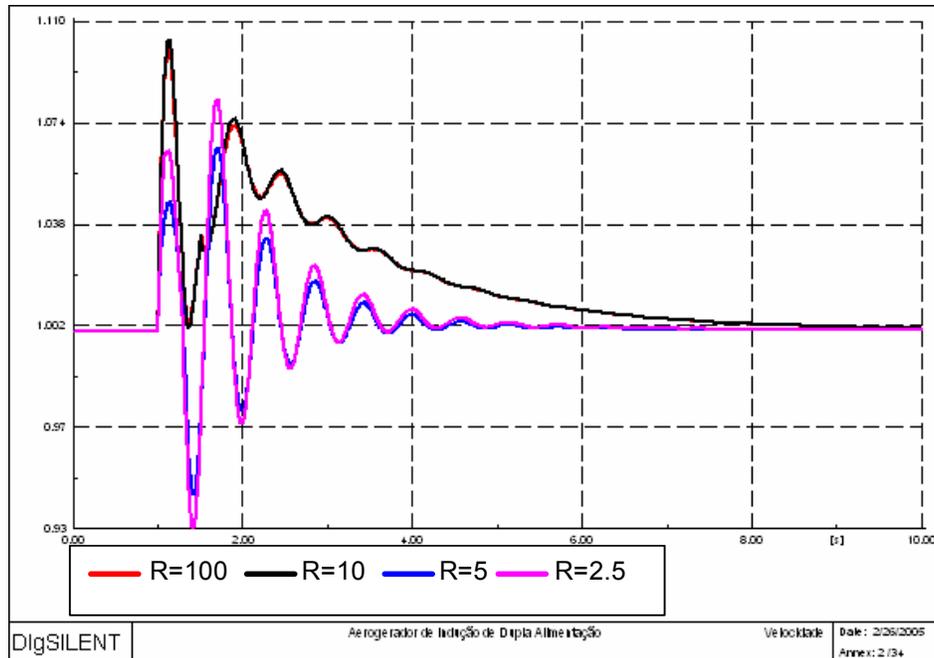


Figura 96. Corrente do aerogerador [p.u.] – aerogerador de dupla alimentação



**Figura 97. Velocidade mecânica do rotor [p.u.] – aerogerador de dupla alimentação**

Se desconsiderarmos os efeitos decorrentes da atuação do “crow bar”, a influência da relação de curto-circuito no comportamento do aerogerador será muito pequena quando comparada ao caso do aerogerador de velocidade fixa. As análises mostram que mesmo para valores muito baixos de relação de curto-circuito, o aerogerador de dupla alimentação é capaz de suportar a falta na rede. Isto acontece, sobretudo, em função da capacidade de produção de potência reativa pelo aerogerador, permitindo manter as tensões da máquina a níveis satisfatórios, mesmo para relações de curto-circuito mais baixas.

### **6.3 Comparação do Desempenho do Aerogerador de Dupla Alimentação e do Aerogerador de Indução Ligado Diretamente à Rede**

Esta seção compara o desempenho do aerogerador de dupla alimentação com o desempenho do aerogerador de velocidade fixa diante de uma perturbação na rede.

Conforme mencionado no capítulo 4, o modelo do aerogerador de velocidade fixa foi construído no programa Power Factory DigSILENT, a partir do modelo do aerogerador de dupla alimentação existente na biblioteca deste programa. Os dados referentes à máquina de indução, à turbina eólica e ao acoplamento entre a turbina e o gerador são os mesmos do aerogerador de dupla alimentação.

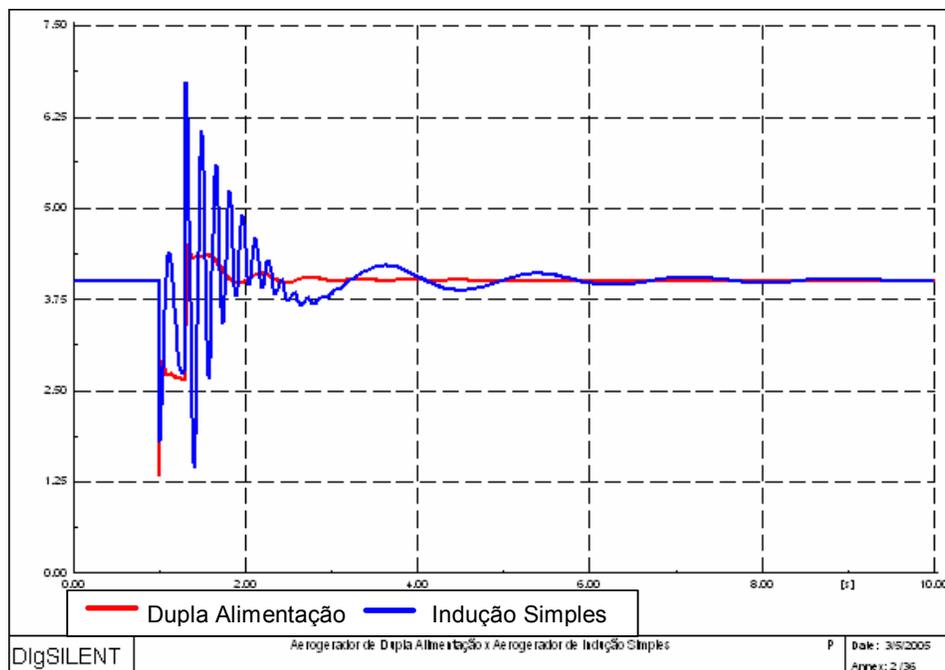
O sistema elétrico utilizado é o mesmo do item 6.2. e contempla, apenas, a situação de relação de curto-circuito no ponto de conexão à rede de  $R=7$ .

O sistema utilizado nas simulações possui as seguintes características:

- Tensão no estator do gerador eólico de 1,0 p.u., antes da aplicação da falta;
- Potência ativa do aerogerador de dupla alimentação de 4 MW, no ponto de medição 1 da figura 22;
- Potência ativa do aerogerador de velocidade fixa de 4 MW;
- Potência Reativa do aerogerador de dupla alimentação de 0 Mvar, no ponto de medição 1 da figura 22.

A falta aplicada na barra infinita produz um decremento das tensões desta barra para 0,5 p.u., durante 300 ms. É importante mencionar que o “crow bar” do aerogerador de dupla alimentação não atuou.

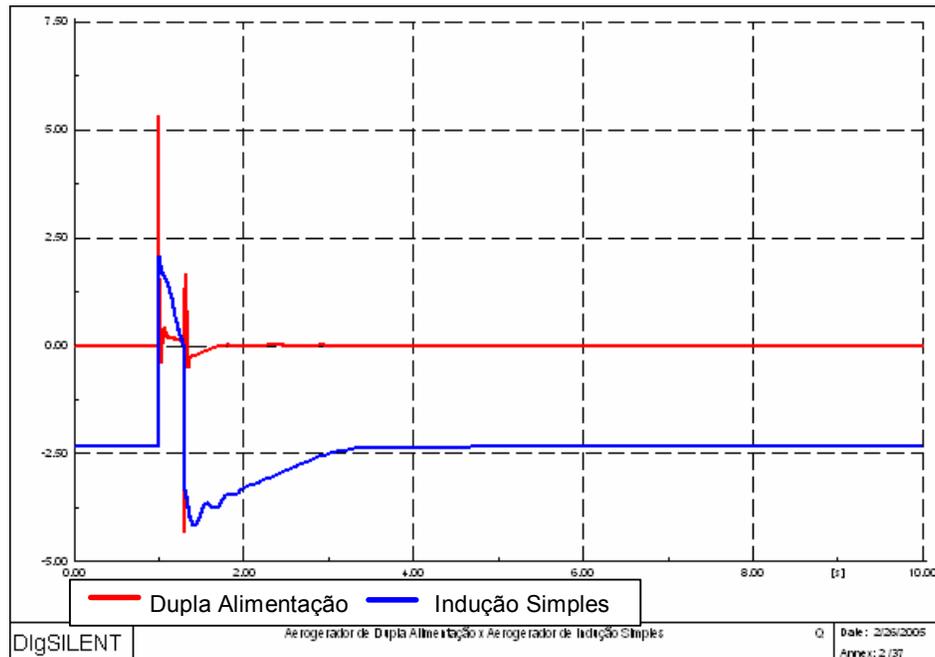
O comportamento da potência ativa dos aerogeradores está apresentado na figura 98. Nota-se que para o caso do aerogerador de velocidade fixa, as oscilações de potência são mais acentuadas e levam mais tempo para atingir a situação de regime.



**Figura 98. Potência ativa do aerogerador [MW] – comparação dos aerogeradores**

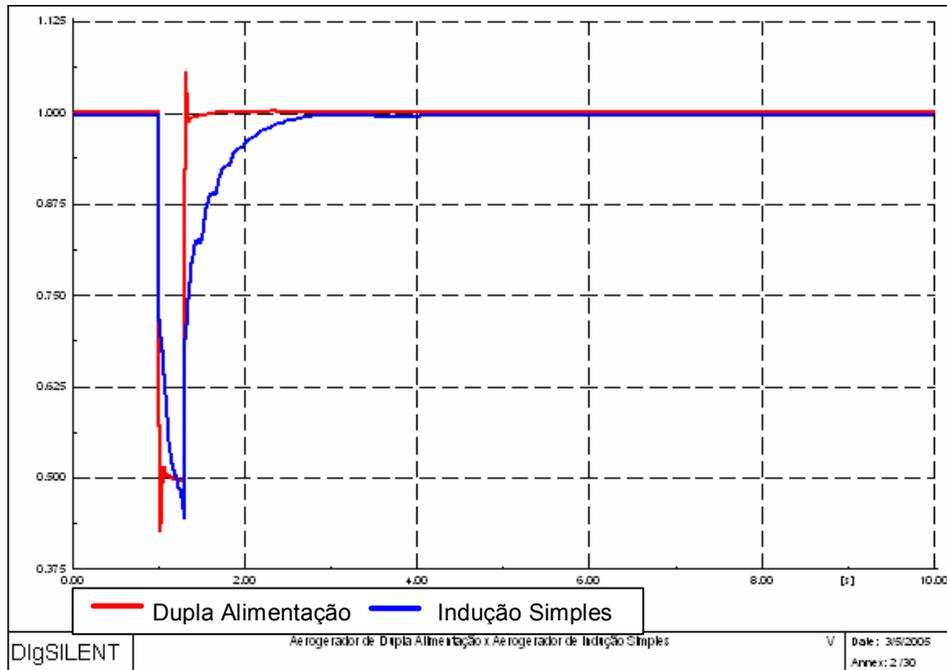
A figura 99 ilustra o comportamento da potência reativa dos aerogeradores. No caso do aerogerador de dupla alimentação o reativo da máquina pode ser ajustado de acordo com

as necessidades de operação. Já para o caso do aerogerador de velocidade fixa, a máquina sempre absorve potência reativa e esta absorção está relacionada com a tensão e com a velocidade da máquina. Durante a aplicação da falta, e nos instantes após sua eliminação, o controle do aerogerador de dupla alimentação faz com que as variações de potência reativa sejam bem menores que no caso do aerogerador de velocidade fixa.



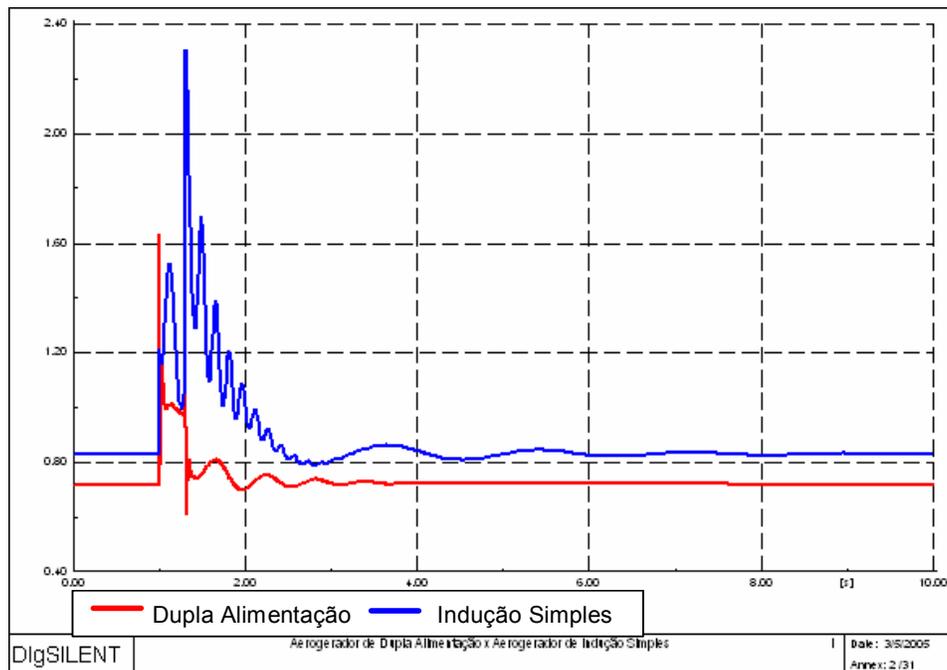
**Figura 99. Potência reativa do aerogerador [Mvar] – comparação dos aerogeradores**

A figura 100 mostra que a tensão do aerogerador de velocidade fixa demora mais tempo para voltar ao valor anterior à aplicação da falta. Isto acontece em função da capacidade do aerogerador de dupla alimentação controlar eletronicamente a quantidade de reativo da máquina.



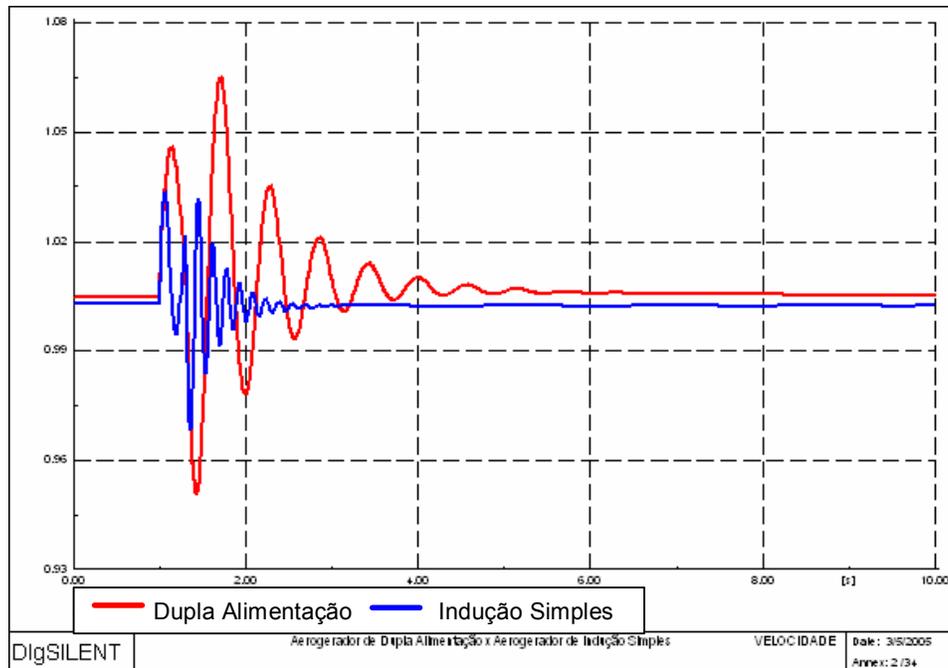
**Figura 100. Tensão do aerogerador [p.u.] – comparação dos aerogeradores**

A partir da figura 101, observa-se que, antes da aplicação da falta, as correntes do aerogerador de velocidade fixa são maiores que as do aerogerador de dupla alimentação. Durante a aplicação da falta e no primeiro segundo após sua eliminação, esta diferença é ainda maior. Isto também acontece em função do controle de reativo do aerogerador de dupla alimentação.



**Figura 101. Corrente do aerogerador [p.u.] – comparação dos aerogeradores**

A figura 102 apresenta o comportamento da velocidade mecânica do rotor para os dois aerogeradores. Para o caso do aerogerador de dupla alimentação, as excursões de velocidade são maiores que no caso do aerogerador de velocidade fixa. Conforme mencionado no capítulo 4, a velocidade do aerogerador de dupla alimentação está desacoplada da velocidade síncrona de rede. Já para o aerogerador de velocidade fixa, as excursões de velocidade devem respeitar o escorregamento nominal da máquina de indução.



**Figura 102. Velocidade mecânica do aerogerador [p.u.] – comparação dos aerogeradores**

Uma forma de melhorar o comportamento dos aerogeradores de velocidade fixa é a utilização de bancos de capacitores ou compensadores estáticos próximos ao aerogerador. Estes equipamentos evitam que a excitação da máquina de indução seja realizada, apenas, através da rede. Como resultado, tem-se melhores perfis de tensão no ponto de conexão à rede e melhores características de torque elétrico da máquina de indução. Porém, estes equipamentos são pouco eficazes em condições de tensões muito baixas. Já a excitação do aerogerador de dupla alimentação é feita eletronicamente, e é menos dependente das tensões da rede. Em função disto, mesmo que o aerogerador de velocidade fixa seja excitado por um capacitor ou compensador estático, seu desempenho mediante a faltas na rede será inferior ao desempenho do aerogerador de dupla alimentação.

# Capítulo 7

## Conclusões

Neste capítulo fazemos uma revisão do trabalho realizado, destacando os principais resultados. Por fim, sugerimos alguns tópicos a serem desenvolvidos em trabalhos futuros.

### 7.1 Principais Resultados

O balanço das principais fontes de energia elétrica existentes, aponta para um aumento significativo na participação das fontes renováveis na matriz energética mundial, dentre as quais, destaca-se a energia eólica. Estima-se que o potencial eólico mundial tecnicamente aproveitável seja de aproximadamente 53.000 TWh, o que corresponde a 4 vezes o consumo mundial de eletricidade.

Os principais aspectos relacionados à energia eólica, como o funcionamento da turbina, as características dos componentes do gerador eólico e as diferentes tecnologias de aerogeradores foram abordados neste trabalho.

A conexão de aerogeradores na rede elétrica pode provocar degradações na qualidade da energia. Os principais problemas relacionados a esta degradação foram discutidos no trabalho: variações rápidas e lentas das tensões no sistema, variações dos níveis de potência de curto-circuito, sobrecargas na rede e distorções harmônicas. Foram apresentados, ainda, as principais normas, regras e procedimentos que permitem que a exploração da geração eólica não comprometa a qualidade do serviço das concessionárias de energia.

Para a simulação computacional do desempenho dinâmico dos aerogeradores, utilizou-se os programas MATLAB/Simulink e Power Factory DlgSILENT. Duas tecnologias diferentes de aerogeradores foram analisadas: aerogerador de indução ligado diretamente à rede e aerogerador de indução de dupla alimentação. Os modelos dessas duas tecnologias foram apresentados e discutidos. Enquanto o aerogerador de indução ligado diretamente à rede é composto basicamente da máquina primária e do gerador de indução, o aerogerador de dupla alimentação possui, ainda, um conversor de potência back-to-back, responsável pela regulação da geração ativa e reativa do aerogerador. Isto

faz com que o aerogerador de dupla alimentação apresente vantagens, tais como: controle de potência reativa, sendo capaz de gerar e absorver reativo com o propósito de efetuar controle de tensão; magnetização do gerador através do circuito do rotor, independentemente das tensões na rede; desacoplamento do controle de potência ativa e reativa, através de controles independentes da corrente de excitação do rotor.

As simulações de operação do aerogerador de indução ligado diretamente à rede, realizadas no âmbito do MATLAB/Simulink, apontam os principais aspectos que devem ser avaliados, tanto do ponto de vista do gerador de indução quanto da rede elétrica, na integração deste tipo de geração em sistemas elétricos de potência.

Na análise de ligação do aerogerador à rede, verificou-se que os seguintes fatores têm grande influência no comportamento do aerogerador durante o processo de conexão: a velocidade do gerador no momento da ligação, a característica da rede de transmissão e o perfil de tensão da rede.

Na análise do comportamento do aerogerador em situações de faltas na rede, avaliou-se a resposta do gerador eólico mediante a quedas de tensão na rede. Foi verificado que a relação de curto-circuito no ponto de conexão à rede tem grande influência na capacidade do aerogerador de suportar a falta. Através de um exemplo ilustrativo, procurou-se explicar o comportamento do aerogerador durante e após a aplicação da falta. Para isto, recorreu-se a uma analogia ao critério das áreas iguais.

Na análise do comportamento do aerogerador durante variações de velocidade de vento, criou-se um modelo de vento para avaliação das seguintes situações: variação em degrau, turbulência e rajada de vento. Para as situações de baixa relação de curto-circuito no ponto de conexão à rede, o aerogerador não suportou aumentos bruscos na velocidade do vento.

A análise do comportamento do aerogerador de dupla alimentação em situações de faltas na rede mostra que esta tecnologia possui maior capacidade de superação de faltas. Mesmo em situações de baixa relação de curto-circuito ( $R=2,5$ ), o aerogerador foi capaz de suportar a contingência considerada. Isto ocorre, principalmente, em função da capacidade de produção de potência reativa pelo aerogerador. O aerogerador de dupla alimentação apresentou, ainda, outras vantagens, tais como produzir menores impactos para a rede elétrica e restabelecer mais rapidamente o ponto de equilíbrio pós-falta.

## 7.2 Sugestões de Pesquisa Futura

Como possibilidades de aprimoramentos e de estudos futuros baseados neste trabalho, podemos recomendar:

- A análise do desempenho do aerogerador de dupla alimentação considerando a variação da velocidade do vento. Esta análise permitiria demonstrar o funcionamento do controle de potência da turbina eólica. Conforme discutido neste trabalho, este controle utiliza a estratégia de MPT e o controle do ângulo de passo para regular a potência produzida pelo aerogerador nas diversas condições de velocidades de vento.
- Análise do aerogerador com gerador síncrono conectados através de conversores eletrônicos (*direct-drive synchronous generator*). Das três principais tecnologias de aerogeradores existentes na atualidade, esta é a única que não foi avaliada neste trabalho.

## Referências Bibliográficas

ALBADÓ, Ricardo, 2002, *Energia Eólica*. Artiber Editora, São Paulo, SP, Brasil.

AMORA, Márcio A. B., 2001, *Análise da Interligação de Parques Eólicos a Sistemas Elétricos de Potência*. Tese de M.Sc., UFPA, Belém, Pará, Brasil.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2002, *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. ANEEL, 1ª ed., Brasília, DF, Brasil.

AWEA - American Wind Energy Association. Disponível em <http://www.awea.org>

BELHOMME, Régine; NASLIN, Coralie; BESLIN, Guy *et al.*, 2001, “Wind Farms and Networks – Main Technical Issues”. *International Conference on Power and Sustainable Development, Belgium*.

CASTRO, Rui M. G., 2004, *Energias Renováveis e Produção Descentralizada – Introdução à Energia Eólica*. In: DEEC/Secção de Energia, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, Portugal.

European Norm EN 50160, 1999, *Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems*.

EWEA – European Wind Energy Association. Disponível em <http://www.ewea.org>

Danish Wind Industry Association. Disponível em <http://www.windpower.org/en/core/htm>

DlgSILENT GmbH, 2002, “*DlgSILENT PowerFactory V13 – User Manual*”.

DlgSILENT GmbH, 2003, *Dynamic Modeling of Doble-Fed Induction Machine Wind Generators.- Technical Documentation*.

GAGNON, R.; SAULNIER, B.; SYBILLE, G. *et al.*, 2002, “Modeling of a Generic High-Penetration No-Storage Wind-Diesel System Using Matlab/Power System Blockset”. Global Windpower Conference, Paris, France, April.

GRUBB, M. J.; MEYER, N. I., 1993, “Wind Energy: Resources, Sstems, and Regional Strategies”. In: *Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity*, Island Press, Washington, D.C.

HANSEN, Anca D.; JAUCH, Clemens; SØRENSEN, Poul *et al.*, 2003, *Dynamic Wind Turbine Models in Power System Simulation Tool DlgSILENT*. In: Report Risø-R-1400(EN), Risø National Laboratory, Denmark. ISBN 87-550-3198-6.

HANSEN, Anca D.; IOV, Florin; SØRENSEN, Poulm, *et al.*, 2004, “Overall Control Strategy of Variable Speed Doubly – Fed Induction Generator Wind Turbine”. *Nordic Wind Power Conference*, Sweden.

IEA - Agência Internacional de Energia. Disponível em <http://www.iea.org/weo/index>

IEC 61000-3-6, 1996, *Part 3: Limits – Section 6: Assessment of Emission limits for Distorting Loads in MV and HV Power Systems – Basic EMC Publication*.

IEC 6100-3-7, 1996, *Part 3: Limits – Section 7: Assessment of Emission limits for fluctuating Loads in MV and HV Power Systems – Basic EMC Publication*.

IEC 61000-4-15, 1997, *Part4: Testing and Measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and Design Specifications.*

IEC 61000-21, 2000, *Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines.*

KARINIOTAKIS, G. N.; STAVRAKAKIS, G. S., 1995, “ A General Simulation Algorithm for the Accurate Assessment of Isolated Diesel – Wind Turbines Systems Interaction. Part II: Implementation of the Algorithm and Case – Studies with Induction Generators”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, Vol. 10, No. 3, September, pp. 584-590.

LEONHARD, W, 2001, *Control of Electrical Drives.* 3<sup>rd</sup> ed. New York, Springer-Verlag.

LOPES, João A. P.; SILVA, José L. P.; VASCONCELOS, Maria, H *et al.*, 2003, . *Elaboração de Regulamentação Técnica Para Ligação às Redes Elétricas de Produção Independente de Energia Elétrica – Trabalho de Consultoria Elaborado para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – Brasil.* In: Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto, Portugal.

MME - Ministério de Minas e Energia, 1999, *Balanço Energético Nacional.* :MME, Brasília, DF.

MOHAN, N.; UNDELAND, T. M.; ROBBINS, W. P., 1995, *Power Electronics: Converters, Applications and Design*, 2<sup>nd</sup> ed. USA, John Wiley & Sons.

ONS – Procedimentos de Rede – Módulo 2, 2003, *Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para Suas Instalações.*

PAPATHANASSIOU, Stravos; HATZIARGYRIOU, Nikos, 2001, "Technical Requirements for the Connection of Dispersed Generation to the Grid". *IEEE-PES Summer Meeting*, Vancouver, Canada.

ROSAS, P. A. C.; ESTANQUEIRO, A. I., 2003, *Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas – Projeto Elétrico e Impacto das Centrais Eólicas na Rede Elétrica*. In: Centro Brasileiro de Energia Eólica, UFPE, Recife, Pernambuco, Brasil.

SAAVEDRA, Arnaldo Rodrigo; MEDEIROS, Fábio da Costa; FERREIRA, Leonardo Santos, 2004, "Sistemas Geradores Eólicos Versus Geração Convencional. Estabilidade de Tensão". *IEEE T&D Latin America*, São Paulo, SP, Brasil.

SLOOTWEG, J. G.; KLING, W. L., 2003, "Is the Answer Blowing in the Wind?", *IEE Power & Energy Magazine*, Nov/Dec, pp. 26-33.

SØRENSEN, Poul; HANSEN, Anca D.; JANOSI, Lorand *et al.*, 2001, *Simulation of Interaction Between Wind Farm and Power System*. In: Report Risø -R-1281(EN), Risø National Laboratory, Denmark. ISBN 87-550-2912-4.

## Apêndice A - Parâmetros dos Sistemas Eletromecânicos

**Sistema nº 1 – Aerogerador de Indução Ligado Diretamente à Rede e Linha de Transmissão de 480 V.**

Parâmetros do gerador de Indução:

$S_n$ [kVA]	$V_n$ [V]	$f_n$ [Hz]	$R_s$ [p.u.]	$L_s$ [p.u.]
275,0	480	60	0,016	0,06

$R'_r$ [p.u.]	$L'_r$ [p.u.]	$L_m$ [p.u.]	$H_{gerador+turbina}$ [s]	$F$ [p.u.]	$P$
0,015	0,06	3,5	2	0	2

Parâmetros da Linha de Transmissão:

Relação de curto-circuito	$R_l$ [Ohm]	$L_l$ [H]
1,0	0,16	0,00212
2,5	0,064	0,000848
5	0,032	0,000424
10	0,016	0,000212
100	0,0016	0,0000212

**Sistema nº 2 – Aerogerador de Indução Ligado Diretamente à Rede, Aerogerador de Indução de Dupla Alimentação e Linha de Transmissão de 30 kV.**

Parâmetros do gerador de Indução:

$S_n$ [kVA]	$V_n$ [V]	$f_n$ [Hz]	$R_s$ [p.u.]	$X_s$ [p.u.]
5000	3300	60	0,002989	0,125

$R'_r$ [p.u.]	$X'_r$ [p.u.]	$X_m$ [p.u.]	$H_{gerador}$ [s]	$F$ [p.u.]	$P$
0,004	0,05	2,5	0,21	0	2

Parâmetros da Turbina Eólica:

$Raio$ [m]	$J$ [kg.m <sup>2</sup> ]
50	6100000

Parâmetros do Eixo:

$K$ [Nm/rad]	$D$ [Nms/rad]
83000000	1400000

Parâmetros da Linha de Transmissão:

Relação de curto-circuito	$R_l$ [Ohm]	$X_l$ [Ohm]
2,5	14	70
5	7	35
7	5	25
10	3,5	17,5
100	0,35	1,75