



ISEL
INSTITUTO SUPERIOR DE
ENGENHARIA DE LISBOA

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação



Análise e simulação de falhas em conversores AC-DC-AC num sistema de energia eólica

BRUNO MIGUEL DOS REIS PINTO
(Licenciado)

Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica – Ramo de Energia

Orientadores:

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes
Doutor Mário Rui Melício da Conceição

Júri

Presidente: Doutor Luís Manuel dos Santos Redondo
Vogais: Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes
Doutor Stanimir Stoyanov Valtchev

Dezembro de 2016

Dissertação realizada em regime de coorientação pelos orientadores:

Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes

Professor Coordenador com Agregação da Área Departamental
de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação

Instituto Superior de Engenharia de Lisboa

e

Doutor Mário Rui Melício da Conceição

Professor Auxiliar com Agregação do Departamento de Física
Escola de Ciências e Tecnologia

Universidade de Évora

Resumo

Esta dissertação incide sobre o tema de falhas em conversores AC-DC-AC num sistema de energia eólica. O sistema de energia eólica é constituído por seis turbinas eólicas de velocidade variável com uma potência nominal de 1.5 MW, sendo que cada uma possui: um sistema mecânico de transmissão de energia que é descrito por um veio de duas massas; um gerador de indução com rotor duplamente alimentado; uma caixa de velocidades e um conversor eletrónico de potência de dois níveis. As turbinas eólicas produzem energia a um nível de tensão de 575 V que é depois elevada para um nível de tensão de 25 kV de modo a que se interligue com a rede elétrica utilizando uma linha elétrica com um comprimento de 30 km sendo por fim elevada para um nível de tensão de 120 kV na subestação ligada à rede elétrica. Os comportamentos do sistema de energia eólica que advêm de falhas no funcionamento dos dispositivos que conduzem os sistemas de conversão de energia eólica, em particular, no conversor AC-DC-AC são simulados. Estas falhas são analisadas de modo a investigar o comportamento do sistema de energia eólica perante cada uma das falhas.

Palavras-chave

Modelação

Análise

Simulação

Energia Eólica

Conversores AC-DC-AC

Falhas no Sistema de Energia Eólica

Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Analysis and Simulation of Malfunctions in AC-DC-AC Converter of a Wind Power System

Abstract

This dissertation focuses on the theme of malfunctions in AC-DC-AC converter of a wind power system. The wind turbine system has six variable speed wind turbines with a rated output of 1.5 MW, having each of wind turbine: a mechanical power transmission system which is described by a shaft of the two masses; a doubly fed induction generator; a gearbox and an electronic power converter of two levels. The wind turbines produce power at a 575 V voltage level, then voltage is raised into a 25 kV voltage level so that it is interconnected to the electric network using a power line with a length of 30 km and finally raised to a 120 kV voltage level. The behaviors of wind power systems that come from malfunctions of the devices that drive the wind energy conversion systems are simulated, in particular, on the AC-DC-AC converter. These malfunctions are analyzed in order to be able to investigate the wind power system behavior before each of the malfunctions.

Keywords

Modeling

Analysis

Simulation

Wind energy

Converter AC-DC-AC

Malfunctions in Wind Power System

Doubly Fed Induction Generator

Agradecimentos

Ao Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes, Professor Coordenador com Agregação da Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica Energia e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, responsável como orientador científico, pelo apoio, orientação, conhecimentos transmitidos e pelo rigor que impôs durante todo o tempo de desenvolvimento desta dissertação de mestrado.

Ao Professor Doutor Mário Rui Melício da Conceição, Professor Auxiliar com Agregação do Departamento de Física da Escola de Ciências e Tecnologia da Universidade de Évora, responsável como orientador científico, pelo apoio, pela sua total disponibilidade, por todo o tempo dedicado e por todo o rigor e exigência que demonstrou durante todo o período de orientação desta dissertação de mestrado.

Aos meus pais pelo apoio psicológico e principalmente pelo apoio financeiro pois, sem eles, nunca poderia ter chegado aqui e à minha restante família, por todo apoio que foram dando ao longo de todo o meu percurso académico.

À minha namorada, Mariana Ramos, por todo o apoio, por nunca me ter deixado “cair” nem desistir quando já não tinha forças e, principalmente, por todo o tempo que a privei da minha companhia e mesmo assim continuou do meu lado, pretendo compensar todos esses momentos.

Ao meu primo Cláudio Querido, por todo o apoio, pelos estudos em conjunto e pelas palavras de incentivo pois, sem ele, não teria entrado nesta aventura.

Aos meus colegas do ISEL que partilharam esta aventura comigo e que me ajudaram nos momentos mais difíceis principalmente ao João Francisco, Ruben Serra, Nelson Feliciano, Tiago Pinheiro, João Serra e, à Comissão Coordenadora do Curso de Fortes pelo espaço cedido, principalmente, ao José Romão e ao Nuno Pereira. Também aos “B – Bonitos” da Escola Secundária da Lourinhã que me proporcionaram bons momentos na sua companhia e que me fizeram crescer enquanto pessoa ficando mais apto para a vida universitária.

A todos aqueles que, apesar de não terem sido citados anteriormente, contribuíram direta ou indiretamente durante o meu percurso e durante a realização desta dissertação de mestrado.

Índice

Resumo	i
Palavras-chave	i
Abstract.....	ii
Keywords	ii
Agradecimentos	iii
Índice.....	iv
Lista de Figuras.....	viii
Lista de Tabelas	xii
Lista de Siglas	xiii
Lista de Símbolos.....	xv
CAPÍTULO 1	1
1. Introdução.....	1
1.1. Visão Histórica	2
1.2. Enquadramento.....	5
1.3. Motivação	6
1.4. Estado da Arte.....	7
1.5. Organização do Texto.....	15
1.6. Notação.....	16
CAPÍTULO 2	17
2. Modelação do SEE	18
2.1. Pás da Turbina	22
2.2. Sistema de Transmissão.....	32
2.3. Gerador de Indução Duplamente Alimentado	36
2.4. Conversor Eletrónico de Potência	42
2.5. Controladores de Ordem Inteira	47

CAPÍTULO 3	49
3. Modelo Computacional	50
3.1. Diagrama e Esquema Global do Modelo Computacional	50
3.2. Bloco DFIG Wind Turbine	51
3.3. Bloco Turbine and Drive Train.....	51
3.4. Bloco Control.....	52
3.5. Bloco para a obtenção das figuras	54
3.6. Blocos para a simulação das falhas	54
CAPÍTULO 4	60
4. Resultados da Simulação Computacional.....	61
4.1. Simulação 1 – Regime Normal de Funcionamento	63
Tensão e Corrente no Barramento de 575 V	63
Potências Ativa e Reativa	64
Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor.....	65
Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina	65
Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV	66
4.2. Simulação 2 – Falha no Banco de Condensadores C1	67
Tensão e Corrente no Barramento de 575 V	67
Potências Ativa e Reativa	68
Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor.....	69
Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina	69
Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV	70
4.3. Simulação 3 – Falha no Transformador à Saída do Gerador.....	71
Tensão e Corrente no Barramento de 575 V	71
Potências Ativa e Reativa	73
Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor.....	74
Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina	75
Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV	75

4.4. Simulação 4 – Perda da Fase C no Retificador, i.e., do Lado do Gerador	77
Tensão e Corrente no Barramento de 575 V	77
Potências Ativa e Reativa	78
Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor	79
Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina	80
Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV	80
4.5. Simulação 5 – Diminuição do Valor da Resistência da Linha Elétrica	82
Tensão e Corrente no Barramento de 575 V	82
Potências Ativa e Reativa	83
Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor	84
Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina	85
Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV	86
4.6. Simulação 6 – Aumento do Valor da Resistência da Linha Elétrica	88
Tensão e Corrente no Barramento de 575 V	88
Potências Ativa e Reativa	90
Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor	91
Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina	92
Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV	92
4.7. Simulação 7 – Diminuição do Valor da Resistência e da Indutância do Estator do Gerador..	94
Tensão e Corrente no Barramento de 575 V	94
Potências Ativa e Reativa	95
Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor	96
Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina	97
Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV	97
4.8. Simulação 8 – Aumento do Valor da Resistência e da Indutância do Estator do Gerador..	99
Tensão e Corrente no Barramento de 575 V	99

Potências Ativa e Reativa	100
Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor	101
Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina	102
Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV	102
4.9. Simulação 9 – Troca de Fases à Entrada do Retificador	104
Tensão e Corrente no Barramento de 575 V	104
Potências Ativa e Reativa	105
Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor	106
Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina	106
Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV	107
4.10. Simulação 10 – Troca de Fases à Saída do Gerador	109
Tensão e Corrente no Barramento de 575 V	109
Potências Ativa e Reativa	110
Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor	111
Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina	111
Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV	112
4.11. Simulação 11 – Troca de Fases à Saída do <i>Choke</i>	114
Tensão e Corrente no Barramento de 575 V	114
Potências Ativa e Reativa	115
Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor	116
Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina	116
Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV	117
CAPÍTULO 5	119
5. Conclusões	120
5.1. Contribuições	120
5.2. Direções de Investigação	121
Referências Bibliográficas	122

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Turbina eólica de Charles F. Brush [2].	3
<hr/>	
Figura 2.1 – Perfil de velocidades do vento na camada limite atmosférica e escoamento no tubo de corrente [2].	18
Figura 2.2 – Componentes principais do sistema eólico e respetiva legenda [68].	19
Figura 2.3 – Influência de um obstáculo no percurso do vento [69].	19
Figura 2.4 – Perfil de velocidades para uma planície a) e um local com relevo b) [69].	20
Figura 2.5 – Diferença entre uma TEEH <i>upwind</i> e uma TEEH <i>downwind</i> [70].	21
Figura 2.6 – Interferência da TEEH no escoamento [74].	22
Figura 2.7 – Efeito de esteira provocada pelo movimento das pás da TEEH [5].	23
Figura 2.8 – Interação entre o rotor e o escoamento [5].	24
Figura 2.9 – Exemplo de uma TEEH com controlo por <i>pitch</i> e com controlo por <i>stall</i> [2].	26
Figura 2.10 – Geometria dos perfis da pá [2].	27
Figura 2.11 – Coeficiente de potência em função de λ (controlo por <i>pitch</i>) [2].	29
Figura 2.12 – Limite de Betz, função teórica de Glauert e função de Sootweg [2].	30
Figura 2.13 – Veio com configuração de duas massas [75].	34
Figura 2.14 – Diagrama esquemático dos enrolamentos [92].	36
Figura 2.15 – Circuito equivalente do gerador convencional [92].	37
Figura 2.16 – Circuito equivalente do gerador convencional num referencial <i>qd0</i> [92].	40
Figura 2.17 – Configuração do SEE equipado com conversor de dois níveis [2].	42
Figura 2.18 – Configuração do conversor de dois níveis [2].	43
Figura 2.19 – Controlador PI com saturação [75].	48
<hr/>	
Figura 3.1 – Diagrama global do modelo computacional.	50
Figura 3.2 – Esquema global do modelo computacional.	50
Figura 3.3 – Bloco <i>DFIG Wind Turbine</i> .	51
Figura 3.4 – Bloco <i>Turbine and Drive Train</i> .	51
Figura 3.5 – Bloco <i>Wind Turbine</i> .	52
Figura 3.6 – Bloco <i>Drive Train</i> .	52
Figura 3.7 – Entradas e saídas do bloco <i>Control</i> .	53
Figura 3.8 – Bloco <i>Control</i> .	53

Figura 3.9 – Bloco para a obtenção das figuras.....	54
Figura 3.10 – Alteração para a simulação da falha 1.....	55
Figura 3.11 – Alteração para a simulação da falha 2.....	55
Figura 3.12 – Alteração para a simulação da falha 3.....	56
Figura 3.13 – Alteração para a simulação da falha 4.....	56
Figura 3.14 – Alteração para a simulação da falha 5.....	57
Figura 3.15 – Alteração para a simulação da falha 6.....	57
Figura 3.16 – Alteração para a simulação da falha 7.....	58
Figura 3.17 – Alteração para a simulação da falha 8.....	58
Figura 3.18 – Alteração para a simulação da falha 9.....	59
Figura 3.19 – Alteração para a simulação da falha 10.....	59
<hr/>	
Figura 4.1 – Tensão no barramento de 575 V.....	63
Figura 4.2 – Corrente no barramento de 575 V.	63
Figura 4.3 – Potência ativa.....	64
Figura 4.4 – Potência reativa.	64
Figura 4.5 – Tensão DC.....	65
Figura 4.6 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.	65
Figura 4.7 – Tensão no barramento de 25 kV.....	66
Figura 4.8 – Corrente no barramento de 25 kV.	66
Figura 4.9 – Tensão no barramento de 575 V.....	67
Figura 4.10 – Corrente no barramento de 575 V.	67
Figura 4.11 – Potência ativa.....	68
Figura 4.12 – Potência reativa.	68
Figura 4.13 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.	69
Figura 4.14 – Tensão no barramento de 25 kV.....	70
Figura 4.15 – Corrente no barramento de 25 kV.	70
Figura 4.16 – Tensão no barramento de 575 V.....	71
Figura 4.17 – Corrente no barramento de 575 V.	72
Figura 4.18 – Potência ativa.....	73
Figura 4.19 – Potência reativa.	73
Figura 4.20 – Tensão DC.....	74
Figura 4.21 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.	75
Figura 4.22 – Tensão no barramento de 25 kV.....	76

Figura 4.23 – Corrente no barramento de 25 kV.	76
Figura 4.24 – Tensão no barramento de 575 V.....	77
Figura 4.25 – Corrente no barramento de 575 V.	78
Figura 4.26 – Potência ativa.....	78
Figura 4.27 – Potência reativa.	79
Figura 4.28 – Tensão DC.....	79
Figura 4.29 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.	80
Figura 4.30 – Tensão no barramento de 25 kV.....	81
Figura 4.31 – Corrente no barramento de 25 kV.	81
Figura 4.32 – Tensão no barramento de 575 V.....	82
Figura 4.33 – Corrente no barramento de 575 V.	83
Figura 4.34 – Potência ativa.....	83
Figura 4.35 – Potência reativa.	84
Figura 4.36 – Tensão DC.....	85
Figura 4.37 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.	85
Figura 4.38 – Tensão no barramento de 25 kV.....	86
Figura 4.39 – Corrente no barramento de 25 kV.	86
Figura 4.40 – Tensão no barramento de 575 V.....	88
Figura 4.41 – Corrente no barramento de 575 V.	89
Figura 4.42 – Potência ativa.....	90
Figura 4.43 – Potência reativa.	90
Figura 4.44 – Tensão DC.....	91
Figura 4.45 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.	92
Figura 4.46 – Tensão no barramento de 25 kV.....	92
Figura 4.47 – Corrente no barramento de 25 kV.	93
Figura 4.48 – Tensão no barramento de 575 V.....	94
Figura 4.49 – Corrente no barramento de 575 V.	95
Figura 4.50 – Potência ativa.....	95
Figura 4.51 – Potência reativa.	96
Figura 4.52 – Tensão DC.....	96
Figura 4.53 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.	97
Figura 4.54 – Tensão no barramento de 25 kV.....	98
Figura 4.55 – Corrente no barramento de 25 kV.	98
Figura 4.56 – Tensão no barramento de 575 V.....	99
Figura 4.57 – Corrente no barramento de 575 V.	100

Figura 4.58 – Potência ativa.....	100
Figura 4.59 – Potência reativa.	101
Figura 4.60 – Tensão DC.....	101
Figura 4.61 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.	102
Figura 4.62 – Tensão no barramento de 25 kV.....	103
Figura 4.63 – Corrente no barramento de 25 kV.	103
Figura 4.64 – Tensão no barramento de 575 V.....	104
Figura 4.65 – Corrente no barramento de 575 V.	104
Figura 4.66 – Potência ativa.....	105
Figura 4.67 – Potência reativa.	105
Figura 4.68 – Tensão DC.....	106
Figura 4.69 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.	107
Figura 4.70 – Tensão no barramento de 25 kV.....	107
Figura 4.71 – Corrente no barramento de 25 kV.	108
Figura 4.72 – Tensão no barramento de 575 V.....	109
Figura 4.73 – Corrente no barramento de 575 V.	109
Figura 4.74 – Potência ativa.....	110
Figura 4.75 – Potência reativa.	110
Figura 4.76 – Tensão DC.....	111
Figura 4.77 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.	112
Figura 4.78 – Tensão no barramento de 25 kV.....	112
Figura 4.79 – Corrente no barramento de 25 kV.	113
Figura 4.80 – Tensão no barramento de 575 V.....	114
Figura 4.81 – Corrente no barramento de 575 V.	114
Figura 4.82 – Potência ativa.....	115
Figura 4.83 – Potência reativa.	115
Figura 4.84 – Tensão DC.....	116
Figura 4.85 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.	117
Figura 4.86 – Tensão no barramento de 25 kV.....	117
Figura 4.87 – Corrente no barramento de 25 kV.	118

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Valores de c_{pmax} , λ e de λ_i em função do ζ [2]	29
Tabela 2.2 – Combinações de comutação do braço do conversor de dois níveis [2].	44
Tabela 2.3 – Valores dos ganhos proporcionais e dos ganhos integrais	47
<hr/>	
Tabela 4.1 – Parâmetros do SEE.....	62
Tabela 4.2 – Valores da resistência da linha elétrica - Simulação 5.....	82
Tabela 4.3 – Valores da resistência da linha elétrica - Simulação 6.....	88
Tabela 4.4 – Valores da resistência e da indutância do estator do gerador - Simulação 7	94
Tabela 4.5 – Valores da resistência e da indutância do estator do gerador - Simulação 8	99

Lista de Siglas

a.C.	Antes de Cristo
AC/CA	<i>Alternating Current/Corrente Alternada</i>
DC/CC	<i>Direct Current/Corrente Contínua</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
EUA	Estados Unidos da América
FDI	<i>Fault Detection and Isolation</i>
FMEA	<i>Failure Modes and Effects Analysis</i>
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GIDA	Gerador de Indução com rotor Duplamente Alimentado
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrónicos
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IP	<i>Internet Protocol</i>
MPC	<i>Multiple Point Clamped</i>
NPC	<i>Neutral Point Clamped</i>
OAS	<i>Offshore Access System</i>
PI	Controlador Proporcional Integral
PWM	<i>Pulse With Modulation</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SCR	<i>Silicon Controlled Rectifier</i>

SEE	Sistema de Energia Eólica
SVO	<i>Set-Valued Observers</i>
TEEH	Turbina Eólica de Eixo Horizontal
THD	<i>Total Harmonic Distortion</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
UE	União Europeia

Lista de Símbolos

Índices

- i Índice que identifica o interruptor do conversor de dois níveis
- k Índice que identifica o braço do conversor de dois níveis

Constantes e Variáveis

- A Superfície da secção transversal do disco atuador
- a Fator de indução axial
- B_{at} Coeficiente de amortecimento entre o eixo de rotação de baixa velocidade e a caixa de velocidades
- B_g Coeficiente de atrito viscoso do rotor do gerador
- B_r Coeficiente de atrito viscoso do rotor da TEEH
- C Capacidade do banco de condensadores
- c_1 a c_9 Coeficientes dependentes dos coeficientes c_D e c_L e do número de pás
- c_D Coeficiente de arrastamento do perfil da pá
- c_L Coeficiente de sustentação do perfil da pá
- c_p Coeficiente de potência
- $c_{p_{max}}$ Coeficiente de potência máximo
- $e(t)$ Sinal de erro
- i'_{or} Corrente do rotor referida ao lado do estator no eixo 0
- i_{0s} Corrente do estator no eixo 0
- i'_{ar} Corrente da fase A do rotor referida ao lado do estator
- i_{as} Corrente da fase A do estator
- i'_{br} Corrente da fase B do rotor referida ao lado do estator
- i_{bs} Corrente da fase B do estator

i'_{cr}	Corrente da fase C do rotor referida ao lado do estator
i_{cs}	Corrente da fase C do estator
i'_{dr}	Corrente do rotor referida ao lado do estator no eixo d
i_{ds}	Corrente do estator no eixo d
I_k	Correntes dos braços do conversor
i'_{qr}	Corrente do rotor referida ao lado do estator no eixo q
i_{qs}	Corrente do estator no eixo q
i_R	Correntes de saída do retificador
J_g	Momento de inércia do rotor do gerador e do eixo de rotação de alta velocidade
J_t	Momento de inércia da TEEH no veio com uma configuração de duas massas
K_{dt}	Constante de rigidez torsional
K_i	Ganho integral
K_p	Ganho proporcional
L'_{lr}	Indutância de dispersão dos enrolamentos do rotor referida ao estator
L_{ls}	Indutância de perda dos enrolamentos do estator
L_M	Indutância de magnetização
L_{0s}	Indutância de magnetização dos enrolamentos do estator no referencial $qd0$
L_{ms}	Indutância de magnetização dos enrolamentos do estator
L_s	Indutância do estator
N_g	Razão entre dentes da caixa de velocidades
N_r	Número de enrolamentos do rotor
N_s	Número de enrolamentos do estator
P_{disp}	Potência disponível no escoamento
p_p	Número de pares de polos
P_{tt}	Potência mecânica da turbina captada do escoamento pelo disco atuador

r	Raio r da envergadura da pá
R	Raio do tubo de corrente de escoamento determinado pela envergadura da pá
R_0	Resistência da sequência zero
R_1	Resistência da sequência positiva
r_r	Resistência dos enrolamentos do rotor
r'_r	Resistência dos enrolamentos do rotor referida ao lado do estator
r_s	Resistência dos enrolamentos do estator
R_s	Resistência do estator do gerador de indução
$s(t)$	Sinal de referência
S_{ik}	Interruptor de potência unidirecional do conversor de dois níveis
δ_r	Binário mecânico da TEEH sujeita a vento sem perturbações
δ_g	Binário eletromecânico
T_{at}	Binário devido ao comportamento rígido do veio
T_{dg}	Binário de torção devido ao comportamento elástico do veio do lado do gerador
T_{dr}	Binário de torção devido ao comportamento elástico do veio do lado da turbina
T_i	Constante de tempo integral
T_s	Tempo de amostragem
T_{tg}	Binário resistente originado pelo atrito viscoso do rotor do gerador
T_{tr}	Binário resistente originado pelo atrito viscoso do rotor da TEEH
$u(t)$	Sinal de controlo
$u(z)$	Velocidade média do vento à altura z
$u(z_R)$	Velocidade média do vento à altura de referência
u_0	Velocidade média do vento sem perturbações
u_r	Velocidade do vento no ponto de raio r
u_{sk}	Tensões aos terminais do gerador
V'_{or}	Tensão do rotor referida ao lado do estator no eixo 0

V_{0s}	Tensão do estator no eixo 0
V'_{ar}	Tensão da fase A do rotor referida ao lado do estator
V_{as}	Tensão da fase A do estator
V'_{br}	Tensão da fase B do rotor referida ao lado do estator
V_{bs}	Tensão da fase B do estator
V'_{cr}	Tensão da fase C do rotor referida ao lado do estator
V_{cs}	Tensão da fase C do estator
V_{dc}	Tensão no banco de condensadores do conversor de dois níveis
V'_{dr}	Tensão do rotor referida ao lado do estator no eixo d
V_{ds}	Tensão do estator no eixo d
V'_{qr}	Tensão do rotor referida ao lado do estator no eixo q
V_{qs}	Tensão do estator no eixo q
$y(t)$	Sinal de saída do sistema
z_0	Comprimento característico da rugosidade do solo
z_R	Altura de referência
γ_k	Variável de comutação
Γ_k	Variáveis de comutação do retificador
λ	Função não linear
λ'_{0r}	Fluxo do rotor referido ao lado do estator no eixo 0
λ_{0s}	Fluxo do estator no eixo 0
λ'_{ar}	Fluxo da fase A do rotor referido ao lado do estator
λ_{as}	Fluxo da fase A do estator
λ'_{br}	Fluxo da fase B do rotor referido ao lado do estator
λ_{bs}	Fluxo da fase B do estator
λ'_{cr}	Fluxo da fase C do rotor referido ao lado do estator
λ_{cs}	Fluxo da fase C do estator

λ'_{dr}	Fluxo do rotor referido ao lado do estator no eixo d
λ_{ds}	Fluxo do estator no eixo d
$\lambda_{ótimo}$	Coefficiente de velocidade periférica ótimo
λ'_{qr}	Fluxo do rotor referido ao lado do estator no eixo q
λ_{qs}	Fluxo do estator no eixo q
λ_r	Coefficiente de velocidade periférica do rotor, TSR
ω	Velocidade rotacional do referencial $qd0$
ω_g	Velocidade angular de rotação do gerador
ω_r	Velocidade angular de rotação da TEEH
ω_{rotor}	Velocidade do rotor
ρ	Massa específica do ar
θ_{Δ}	Desvio angular da rotação do elemento elástico
θ_g	Posição angular do veio do gerador
θ_r	Posição angular do veio da TEEH / Deslocamento angular do rotor em relação ao eixo positivo

Vetores e Matrizes

$\overline{i'_{abcr}}$	Matriz das correntes do rotor referidas ao lado do estator
$\overline{i_{abcs}}$	Matriz das correntes do estator
$\overline{i_{dq0s}}$	Matriz das correntes do estator no referencial $qd0$
$\overline{i'_{dq0r}}$	Matriz das correntes do rotor referidas ao lado do estator no referencial $qd0$
$\overline{i_k}$	Vetor das correntes de fase com componentes i_k
$\overline{L'_r}$	Matriz das indutâncias do rotor referidas ao lado do estator
$\overline{L'_{sr}}$	Matriz das indutâncias mútuas entre rotor e estator referidas ao lado do estator
$\overline{L^T_{sr}}$	Matriz transposta das indutâncias mútuas entre rotor e estator

\overline{L}_s	Matriz das indutâncias do estator
\overline{r}_r	Matriz das resistências dos enrolamentos do rotor
\overline{r}_s	Matriz das resistências dos enrolamentos do estator
u_{mk}	Vetor das tensões com componentes u_{mk}
$u_{s\alpha\beta}$	Vetor das tensões com componentes $u_{s\alpha\beta}$
\overline{V}_{abcs}	Matriz das tensões do estator
\overline{V}'_{abcr}	Matriz das tensões do rotor referidas ao lado do estator
\overline{V}_{qd0s}	Matriz das tensões do estator no referencial $qd0$
\overline{V}'_{qd0r}	Matriz das tensões do rotor referidas ao lado do estator no referencial $qd0$
$\overline{\lambda}_{abcs}$	Matriz dos fluxos do estator
$\overline{\lambda}'_{abcr}$	Matriz dos fluxos do rotor referidos ao lado do estator
$\overline{\lambda}_{dqs}$	Matriz dos fluxos do estator no referencial dq
$\overline{\lambda}_{dq0s}$	Matriz dos fluxos do estator no referencial $dq0$
$\overline{\lambda}'_{dqr}$	Matriz dos fluxos do rotor referidos ao lado do estator no referencial dq
$\overline{\lambda}'_{dq0r}$	Matriz dos fluxos do rotor referidos ao lado do estator no referencial $dq0$

CAPÍTULO

1

Introdução

Neste capítulo é apresentada uma visão histórica da evolução que o aproveitamento das energias renováveis tem sofrido, nomeadamente a energia eólica. É apresentado o enquadramento desta dissertação, a motivação para a abordagem deste tema e o estado da arte. Ainda, é apresentada a organização do texto e a notação utilizada nesta dissertação.

1.1. Visão Histórica

A energia eólica é a energia que provém do vento. O termo eólico vem do latim *aeolicus*, pertencente ou relativo a Éolo, deus dos ventos na mitologia grega e, portanto, pertencente ou relativo ao vento [1]. O conceito de vento, no sentido de força motriz, é associado à energia cinética presente nas massas de ar em movimento. Esta energia cinética é ocasionada pela energia radiante do Sol que aquece desigualmente regiões da superfície terrestre, causando diferenças de pressão, originando o movimento do ar [2].

As primeiras utilizações da energia eólica foram há 4 milénios onde as pessoas utilizavam a energia produzida pelo vento para fazerem mover barcos à vela no Egito. As velas capturavam a energia do vento para empurrar os barcos ao longo da água [3].

O primeiro registo histórico da utilização da energia eólica está datado por volta de 200 a.C. na Pérsia onde moinhos de vento eram utilizados para bombeamento de água e moagem de grãos, mas, existe a possibilidade de que na China, por volta de 2000 a.C. e no Império Babilónico, por volta de 1700 a.C., já se utilizavam moinhos de vento para irrigação [4].

Na Europa, os moinhos de vento foram introduzidos há cerca de 900 anos aquando do regresso das cruzadas. Os moinhos primitivos (de eixo vertical) foram mantidos até ao século XII quando começaram a ser utilizados moinhos de eixo horizontal na Inglaterra, na França e na Holanda tendo sido rapidamente disseminados em vários países da Europa [4].

Para além do uso em bombeamento de água e produção de cereais, os moinhos de vento tiveram mais aplicações sendo que, em 1582 foi contruído o primeiro moinho de vento utilizado para produção de óleos vegetais e, com o surgimento da imprensa e com a elevada utilização do papel, em 1586 foi construído o primeiro moinho utilizado para fabricação de papel. Com isto, em meados do século XIX, já existiam 900 moinhos na Holanda, 3000 na Bélgica, 10000 na Inglaterra e 650 na França [4].

O início da adaptação dos moinhos de vento para geração de energia elétrica foi iniciado no final do século XIX quando, em 1888, em Cleveland, Charles F. Brush ergueu a primeira turbina eólica destinada à produção de energia elétrica, representada na Figura 1.1. Esta turbina com uma potência nominal de 12 kW, fornecia energia elétrica em corrente contínua, que se destinava ao carregamento de baterias que alimentavam 350 lâmpadas incandescentes. A roda principal da turbina possuía 144 pás com um diâmetro de 17 metros e a torre tinha uma altura de 18 metros. Este sistema funcionou durante 20 anos tendo sido desativado em 1908 [4].

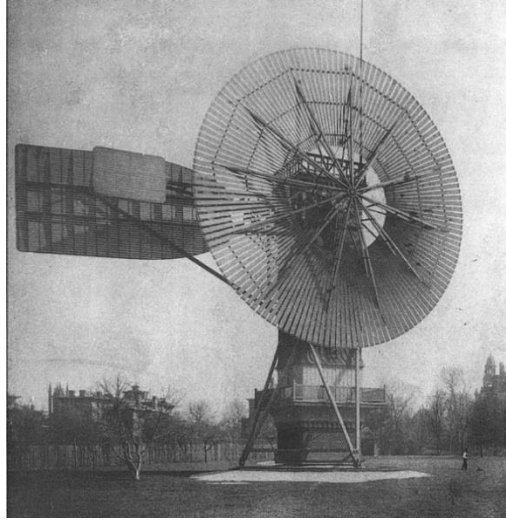


Figura 1.1 - Turbina eólica de Charles F. Brush [2].

O primeiro grande passo para o desenvolvimento de turbinas eólicas de grande porte para aplicações elétricas foi dado na Rússia, em 1931, com a construção da turbina eólica Balaclava com uma potência nominal de 100 kW, estava conectada a uma central termoelétrica através de uma linha de transmissão de 6.3 kV e 30 km de comprimento. Esta foi a primeira tentativa de ligação de uma turbina eólica de corrente alternada a uma central termoelétrica onde a energia fornecida foi de 280.000 kWh/ano. Após esta turbina eólica ter sido bem-sucedida, foram projetados novos modelos, mas desta vez, com potências de 1 MW e de 5 MW [4].

A Segunda Guerra Mundial, que aconteceu entre 1939 e 1945, contribuiu para o desenvolvimento das turbinas eólicas de médio e de grande porte uma vez que os países pretendiam racionar os combustíveis fósseis existentes. Assim, os Estados Unidos da América (EUA) desenvolveram um projeto de construção da maior turbina eólica até então projetada. A turbina Smith-Putnam com um diâmetro de 53.3 metros, uma torre com 33.5 metros de altura e 2 pás fabricadas em aço com 16 toneladas de peso. Estava ligada a um gerador síncrono de 250 kW com uma rotação constante de 28 rpm que funcionava em CA e estava ligado diretamente à rede elétrica. Esta turbina entrou em funcionamento em 1941, Vermont, e, em março de 1945, uma das suas pás quebrou devido a fadiga [4].

Também na Alemanha, em 1955, foi construída uma turbina eólica com o maior número de inovações tecnológicas da época. Os avanços tecnológicos deste modelo persistem até hoje na concepção dos modelos atuais, mostrando o seu sucesso de operação. A turbina eólica tinha 34 metros de diâmetro com uma potência nominal de 100 kW para ventos de 8 m/s [2]. Operou mais de 4000 horas entre 1957 e 1968. As pás foram construídas de materiais compósitos o que aliviou os esforços nos rolamentos e diminuiu os problemas relacionados com a fadiga [4].

Após o fim da Segunda Guerra Mundial, a evolução da energia eólica diminuiu bastante pois esta tecnologia foi posta de parte tendo sido recuperada na década de 70 aquando da crise do abastecimento de petróleo. Com esta crise, alguns países foram obrigados a procurar e a utilizar novas fontes alternativas de energia para conseguir a diversidade e segurança do abastecimento de energia [4].

Desta crise é de destacar a necessidade de assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia e a consciência da obrigação de proteger o ambiente, cuja degradação é acentuada pelo uso de combustíveis baseados em recursos fósseis [5]. O ressurgimento das energias renováveis motivou muitos países a iniciar programas de investigação e desenvolvimento no âmbito do aproveitamento da energia do vento para a produção de energia elétrica [6].

Até 1980 foram construídos aerogeradores com pequenos valores de potência. Estes aerogeradores tinham o inconveniente de não poderem funcionar com ventos de baixa velocidade. Eram baseados na utilização de geradores elétricos de velocidade quase constante diretamente ligados à rede elétrica [2].

A partir de 1980, foram construídos aerogeradores com grandes valores de potência equipados com os modernos sistemas de controlo do tipo *Pulse with Modulation* (PWM), usando eletrónica de potência. Com os recentes avanços na eletrónica de potência e na qualidade dos equipamentos, os aerogeradores equipados com máquinas síncronas de velocidade variável ligados à rede através de conversores AC-DC-AC são considerados na literatura científica como uma configuração eficiente para conversão da energia eólica em energia elétrica e a sua implementação tem sido uma opção com viabilidade prática [2].

Em Portugal, o primeiro parque eólico foi instalado na ilha de Porto Santo, Ilha da Madeira, em 1983. Em território continental, o primeiro parque eólico foi instalado em Sines e está em funcionamento desde 1992 [7].

O total de energia elétrica produzido em Portugal a partir de fontes renováveis quase triplicou entre 1995 e 2011 passando de 9501 GWh para 25612 GWh [7]. De 1 de fevereiro de 2015 a janeiro de 2016, a produção de energia eólica em Portugal atingiu os 11963 GWh sendo esta a energia renovável que mais produziu durante o ano [8]. Na madrugada do dia 29 de dezembro de 2015, a produção eólica em Portugal superou o consumo da energia e, em maio de 2016, durante 4 dias consecutivos, Portugal conseguiu abastecer a rede elétrica nacional apenas através das fontes de energia renováveis. Em 2015, 48% da energia produzida em Portugal foi através de fontes renováveis sendo que, 22% foi produzido através da energia eólica [8].

1.2. Enquadramento

Com a crise energética que atingiu vários países após o fim da Segunda Guerra Mundial, os preços dos combustíveis fósseis atingiram valores muito elevados e, para além disso, houve também um embargo dos países produtores de petróleo à Dinamarca, Holanda, Portugal, África do Sul e EUA que provocou o ressurgimento das energias renováveis com o início de programas de investigação e desenvolvimento no âmbito das energias renováveis [2]. Os países afetados foram obrigados a assegurar a diversidade e segurança no fornecimento de energia e, perceberam que tinham de proteger o ambiente, cuja degradação é acentuada pelo uso de combustíveis baseados em recursos fósseis [2].

Foi através da ideia de proteção do ambiente que os países foram avançando no desenvolvimento das energias renováveis, visto que, estas fontes de energia renovável podem substituir, em grande parte, as fontes de energia com recurso a combustíveis fósseis, mitigando as emissões de Gases com Efeito Estufa (GEE) para a atmosfera.

Portugal, tendo uma elevada dependência externa de energia primária, a exploração das energias renováveis é de extrema importância. Com a aposta nas energias renováveis, principalmente hídrica e eólica, Portugal viu reduzida a sua dependência externa sendo que, já se conseguiu autossustentar com a energia produzida no próprio país e diminuindo assim as emissões de GEE para a atmosfera de modo a que cumpra as metas da União Europeia (UE) para 2020 em que se pretende que sejam reduzidas em 20% as emissões de GEE em relação a 1990, que 20% da energia da UE seja produzida através de fontes de energia renováveis e que haja uma melhoria de 20% na eficiência energética [9].

Esta dissertação está enquadrada no âmbito da análise e simulação de falhas em conversores AC-DC-AC em sistemas de energia eólica. Assim, o contributo desta dissertação vem no sentido de apoiar a tomada de decisão na eventualidade de ocorrência de algumas das falhas simuladas num sistema real. As falhas foram simuladas num sistema de energia eólica (SEE) composto por seis turbinas eólicas de velocidade variável, cada um com um valor de potência nominal de 1.5 MW, com um sistema mecânico de transmissão de energia, um gerador de indução com rotor duplamente alimentado (GIDA), uma caixa de velocidades e um conversor eletrónico de potência.

1.3. Motivação

Com o aumento da preocupação sobre a proteção do ambiente, os diversos países têm optado por investir em fontes de produção de energia elétrica capazes de mitigar as emissões de GEE para a atmosfera. Na UE, esta preocupação levou à publicação da Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, que promove a utilização de fontes de energias renováveis tendo como objetivo que, em 2020, 20% da energia produzida, no consumo final bruto, seja proveniente de fontes renováveis e, 10% para o consumo energético no setor dos transportes [2]. Em Portugal, tendo em conta a Diretiva da UE, foi criado o Decreto-Lei nº141/2010, de 31 de dezembro, que prevê uma meta de 31% para a utilização de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto e 10% para o consumo energético no setor dos transportes para o ano de 2020 [2].

O Decreto-Lei nº141/2010, de 31 de dezembro, afirma que a promoção das energias renováveis, designadamente a eólica, assume particular importância no contexto internacional e comunitário, tendo em conta os objetivos e metas que o País está comprometido com vista à progressiva diminuição da dependência energética externa bem como a redução das emissões de GEE para a atmosfera [10].

As preocupações ambientais que conduziram ao Protocolo de Quioto e da Proposta de Compromisso resultante da Conferência do Clima realizada em Copenhaga em dezembro 2009, com o objetivo de mitigar as emissões antropogénicas de GEE para a atmosfera, bem como o incremento da incidência da geração eólica, são temas de importância política que merecem atenção social, visto que, têm um interesse global para a sustentabilidade e qualidade do ambiente da nossa sociedade [2]. Com todas estas preocupações o resultado está a ser positivo pois as emissões de GEE diminuíram bastante nos últimos anos tendo acontecido em dezembro de 2015 uma nova conferência em Paris onde foram discutidos os resultados da implementação das medidas tomadas na Conferência do Clima de 2009 e revistos os desafios futuros para se continuarem a diminuir as emissões de GEE.

A motivação para abordar o tema de falhas em conversores AC-DC-AC num sistema de energia eólica advém da necessidade de se conhecer previamente o comportamento do SEE quando este se encontra em situação de falha de modo a que, quando estiver em funcionamento real, possa apoiar a tomada de decisão mais rapidamente de que falha está o SEE a ser afetado.

1.4. Estado da Arte

Em [11] é afirmado que a variação da velocidade e direção do vento com a turbulência atmosférica é significativa ao nível dos esforços mecânicos a que o SEE fica submetido, nomeadamente, nas pás, na nacelle, no veio, na torre e, para turbinas offshore, na plataforma flutuante.

Em [12] é estudado em detalhe um SEE de velocidade variável equipado com um gerador síncrono de magnetos permanentes onde se demonstram as equações do gerador, a representação do sistema mecânico e dos conversores.

Em [13] é estudado o impacto dos SEE, representados por modelos de duas massas, sobre a dinâmica de sistemas eletrónicos onde são simulados fenómenos transitórios eletromecânicos.

Em [14] é estudado o comportamento dos SEE em caso de avarias, nomeadamente avaria nas pás, nas caixas de engrenagens e no gerador e são explicados os sistemas de monitorização e deteção de avarias, nomeadamente, o sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA).

Em [15] são estudadas várias hipóteses de conversores a serem utilizados nos SEE de modo a se obter a máxima transferência de energia entre o SEE e a rede elétrica, nomeadamente, ponte de díodos, inversores constituídos por transístores *Silicon Controlled Rectifier* (SCR), retificadores SCR, compensadores e conversores *back-to-back*.

Em [16] é estudado o comportamento dinâmico de um SEE equipado com um GIDA ligado à rede elétrica através de um conversor AC-DC-AC.

Em [17] é estudado o comportamento de um SEE equipado com um GIDA quando é atingido por uma rajada de vento que leva em pouco tempo o gerador a funcionar nos dois modos de geração: modo de geração supersíncrono e modo de geração subsíncrono.

Em [18] são estudados modelos mecânicos para SEE equipados com gerador síncrono convencional, *Doubly Fed Induction Generator* (DFIG) e gerador de indução de velocidade fixa de modo a investigar e comparar o comportamento oscilatório destes geradores para SEE quando estão sujeitos a vários distúrbios.

Em [19] é estudada uma formulação analítica do binário aerodinâmico gerado por uma turbina eólica constituída por três pás com a inclusão da erosão do vento e da sombra da torre. Esta formulação inclui parâmetros da turbina como o raio e a altura da torre.

Em [20] são estudadas diferentes topologias de conversores de três níveis e é realizada uma comparação de custos e perda de energia elétrica entre os conversores de dois e de três níveis.

Em [21] é estudado o impacto da integração de SEE em redes elétricas de serviços públicos através do estudo da característica transitória da turbina eólica. Para a realização desta análise considerou-se os modelos de duas e de três massas sendo que se conclui que o modelo de duas massas é suficiente para analisar a estabilidade transitória.

Em [22] é estudada uma nova abordagem para o controlo direto de conversores matriciais com filtros de entrada LC através da técnica de controlo por modo de deslizamento. São realizadas simulações com um protótipo de laboratório que mostram que o controlo por modo de deslizamento assegura o controlo direto de variáveis de saída do conversor matricial numa ampla faixa de frequências de saída de 0.01 Hz a 300 Hz.

Em [23] é estudada uma estratégia para a modelação de um conversor de três níveis *back-to-back*. A estratégia proposta tem em atenção o desequilíbrio das tensões no banco de condensadores. A estratégia é validada através de simulações num protótipo de 50 kVA.

Em [24] é realizada a validação de modelos computadorizados para o estudo da estabilidade do SEE. Estes modelos são utilizados em SEE pelos operadores de redes de energia sendo que, para a representação da dinâmica do veio do SEE é considerado um modelo de duas massas.

Em [25] é estudado um esquema de controlo que permite aos DFIG operarem de acordo com uma curva de extração ideal de energia fazendo com que a potência ativa fornecida pelos SEE varie consoante as mudanças de frequência do sistema.

Em [26] é estudada a emissão de ruído em SEE comparando simulações de um modelo acústico semi-empírico com as medições realizadas no local de teste. A comparação demonstra concordância entre os níveis de ruído previstos no modelo e simulados e é verificado que é possível reduzir o nível de ruído até 2 dB sem diminuir o rendimento da turbina.

Em [27] é estudada a estabilidade transitória de SEE usando o modelo equivalente de três massas, considerando a flexibilidade das pás e a flexibilidade do veio entre a turbina e o gerador. São simulados os comportamentos transitórios do SEE durante uma falha trifásica considerando um gerador de rotor em gaiola ligado à rede elétrica.

Em [28] é realizado um levantamento de falhas em SEE localizados na Suécia, Finlândia e Alemanha. As estatísticas obtidas revelam a fiabilidade no desempenho dos vários componentes do SEE nomeadamente a caixa de engrenagens.

Em [29] é estudado o comportamento harmónico de SEE de velocidade variável usando medições extensivas realizadas em algumas turbinas disponíveis no mercado.

Em [30] é estudado o controlo de geração de energia em SEE de velocidade variável. É proposto o controlo por modo de deslizamento para assegurar a estabilidade entre as regiões de operação da turbina eólica e, este controlo, apresenta boa robustez a incertezas paramétricas da turbina e do gerador, bem como a distúrbios da rede elétrica.

Em [31] é estudado o cenário das energias renováveis existentes em Portugal até ao ano de 2008. É realizado um levantamento dos níveis de produção e consumo em Portugal da energia solar, eólica, hídrica, biomassa e energia das ondas. São também previstos projetos e perspectivas do futuro das energias renováveis e feita uma comparação entre Portugal e o resto da Europa.

Em [32] é estudado o SEE a fim de identificar a causa principal de falhas críticas. É realizado um caso de estudo de um SEE em que um número significativo de falhas na caixa de velocidades ocorreu dentro de um curto espaço de tempo.

Em [33] é estudado um modelo e uma estratégia de controlo para um SEE utilizando um gerador síncrono de magnetos permanentes multi-polo e um conversor *back-to-back*. O modelo compreende modelos do rotor; no veio é considerado um modelo de duas massas: o gerador de magnetos permanentes e o conversor.

Em [34] é estudado o máximo de extração de energia eólica de um SEE composto por uma turbina eólica, um gerador de indução de rotor em gaiola, um conversor matricial e um veio representado por um modelo de duas massas.

Em [35] é realizada uma revisão da evolução do estado da arte até 2009 sobre a monitorização das condições e o diagnóstico de falhas em SEE focando principalmente as falhas mais comuns: caixa de velocidades e rolamentos, rotor e pás, gerador e eletrónica de potência.

Em [36] é estudada uma nova estratégia de controlo baseada nos controladores de ordem fracionária para SEE que melhora a qualidade da energia no que toca à *Total Harmonic Distortion* (THD). É realizada uma comparação entre os controladores de ordem fracionária e

os controladores de ordem inteira, i.e., os clássicos, onde se verifica que o controlador fracionário apresenta melhor desempenho que o controlador de ordem inteira.

Em [36] é estudado o comportamento dos controladores durante uma falha no controlo do ângulo de passo das pás considerando um modelo de duas massas.

Em [37] é estudado o comportamento do SEE durante um vento com perturbações e uma falha no controlador do ângulo de passo das pás considerando um modelo de três massas.

Em [38] é estudado o comportamento dos controladores do SEE durante uma falha no controlo dos conversores considerando um modelo de duas massas.

Em [39] é usado o método *Failure Modes and Effects Analysis* (FMEA) aplicado em SEE. É analisado este método aplicado numa turbina de 2 MW de potência com um gerador DFIG. A utilização deste método permite a deteção de possíveis avarias para novas turbinas eólicas podendo assim, realizar-se alterações antes de a turbina estar finalizada evitando assim problemas futuros.

Em [40] são estudados os principais componentes do SEE em termos de fiabilidade através de métodos determinísticos ou probabilísticos. São também analisados vários tipos de controlo presentes em SEE tais como: *stall*, *pitch* e *yaw*.

Em [41] é estudado um software que permite a implementação de soluções de planeamento de manutenção de condição através de uma medição remota de variáveis de controlo aplicado a SEE. Este software permite o controlo das turbinas eólicas à distância através de *redes Internet Protocol* (IP).

Em [42] são estudadas as falhas mais frequentes em SEE e é determinada a configuração de um sensor, a colocar nos SEE, de modo a diagnosticar precocemente, as falhas mais frequentes.

Em [43] é estudado um SEE, produzidos em massa, contendo geradores de magnetos permanentes de acionamento direto. São descritos os requisitos necessários incluindo as características impostas ao gerador e ligação à rede.

Em [44] é estudada a influência de falhas dos conversores eletrónicos de potência na emissão de harmónicas na corrente injetada na rede, o sistema de transmissão é descrito por três massas.

Em [45] é simulada uma falha momentânea no controlo do passo das pás da turbina e perturbações na velocidade do vento e é verificado que os resultados para a THD da corrente

injetada na rede elétrica é inferior ao limite de 5% (IEEE-519). O SEE é representado por um modelo de duas massas.

Em [46] é estudada uma falha no controlo do conversor matricial ou no inversor do conversor de dois níveis, o SEE recupera imediatamente o binário elétrico após uma falha num conversor. Em relação à corrente esta diminui durante a falha, mas volta ao comportamento normal logo após a falha. O veio é descrito por um modelo de três massas.

Em [47] é simulado o comportamento de turbinas eólicas de velocidade variável com um gerador síncrono de magnetos permanentes perante uma falha no controlo dos conversores. É considerado um veio descrito por três massas para o veio da turbina e dois tipos de conversores.

Em [48] é proposta uma nova estratégia baseada em controladores de ordem fracionária para turbinas eólicas e é analisado o comportamento de turbinas eólicas perante uma falha no controlo do conversor considerando controladores de ordem fracionária.

Em [49] é estudada a modelação de turbinas eólicas equipadas com geradores síncronos de magnetos permanentes e é realizada a simulação do comportamento da turbina eólica perante uma falha no controlo do ângulo de *pitch*.

Em [50] é estudado o comportamento harmónico de turbinas eólicas de velocidade variável durante uma falha no controlador para conversores de dois níveis e conversores multiníveis considerando um veio descrito por três massas.

Em [51] é estudada a colocação de SEE instalados em plataformas semi-submersíveis num local *offshore* específico dadas as condicionantes conhecidas do local e utilizando as normas e o *software* existente. São comparadas duas plataformas semi-submersíveis para instalação de SEE ao largo da costa Norte portuguesa.

Em [52] é realizada uma caracterização das condições atmosféricas, nomeadamente do vento e da ondulação, na costa ocidental portuguesa de modo a identificar as melhores alturas para que seja realizada a manutenção e trabalhos de construção em SEE *offshore* na costa ocidental portuguesa. São realizados três casos de estudo a Norte de Lisboa, nomeadamente junto a Caminha, Matosinhos e Santa Cruz (Torres Vedras) e são equacionados três meios de transporte até aos SEE: barco de borracha, helicóptero e barcos equipados com sistemas de acesso *offshore* (OAS).

Em [53] é estudada a utilização de *Set-Valued Observers* (SVO) para o isolamento e deteção de falhas em SEE de modo a que seja possível reduzir custos de operação e manutenção. É utilizado um modelo de uma turbina eólica simples onde são testados alguns cenários de possíveis falhas.

Em [54] são estudadas falhas nos conversores. São referidos quais os componentes mais frágeis dos conversores e as principais causas para a ocorrência de falhas nos conversores.

Em [55] são estudadas as avarias mais comuns em geradores síncronos de magnetos permanentes instalados em SEE e os métodos utilizados para o diagnóstico e a deteção destas avarias. São realizadas simulações do gerador síncrono de magnetos permanentes em regime normal e em regime de avaria que, neste caso, a simulada foi um curto-circuito entre espiras.

Em [56] é estudado o impacto das vibrações em SEE. A análise destas vibrações permite uma melhoria em termos da manutenção o que reduz as perdas de produção de energia e os custos finais de manutenção devido à identificação precoce de possíveis falhas. São também realizados dois casos de estudos em dois parques eólicos portugueses.

Em [57] é estudada uma abordagem baseada em intervalos de observação usados para a criação de um programa de *Fault Detection and Isolation* (FDI) em SEE. O desempenho deste programa é avaliado através de várias simulações de cenários de falha nos SEE.

Em [58] é realizada uma análise de risco relativo às fontes de energia renováveis em Portugal Continental, no que se refere ao investimento, com o objetivo de minimizar o desvio entre a energia efetivamente produzida pelas fontes de energia renováveis e o consumo.

Em [59] são estudadas duas novas abordagens para o controlo de falhas para a regulação do binário de um SEE. Uma das abordagens é baseada no controlo difuso e adaptativo através da lógica Fuzzy enquanto que a outra das abordagens é baseada no diagnóstico e mecanismo automático de correção para acomodar possíveis falhas no sistema através de informações de diagnóstico online.

Em [60] são estudados os retificadores mais utilizados em SEE: retificador ponte de díodos, retificador de seis braços de dois níveis e o retificador que combina o retificador ponte de díodos e o conversor DC-DC.

Em [60] é afirmado que o mais simples e popular conversor em SEE, o retificador ponte de díodos, causa a degradação do gerador síncrono de magnetos permanentes devido às harmónicas na corrente, à tensão DC não controlada com um elevado ruído e à corrente unidirecional. De modo a regular a tensão DC é necessária a colocação de um conversor DC-DC depois do retificador ponte de díodos.

Em [61] é estudado um novo modelo matemático para SEE offshore em águas profundas de modo a avaliar o desempenho do SEE. É considerada um SEE, representado por um modelo de duas massas, equipado com um gerador síncrono de magnetos permanentes utilizando conversores de dois níveis que convertem a energia eléctrica de frequência variável em energia eléctrica de frequência constante que é injetada na rede eléctrica utilizando um cabo submarino de transmissão em HVDC.

Em [62] é simulado o impacto da injeção de energia na rede eléctrica por um SEE com existência da quinta harmónica na rede eléctrica sendo o SEE constituído por um gerador síncrono de magnetos permanentes, representado por um modelo de duas massas. São considerados conversores de dois e três níveis.

Em [63] é simulado um SEE *offshore* em águas profundas equipada com um conversor quer de três níveis quer de quatro níveis *neutral point clamped (NPC) back-to-back* e um gerador síncrono de magnetos permanentes. O sistema de transmissão é descrito por um veio de cinco massas que incorpora a dinâmica da plataforma flutuante e da torre.

Em [64] é afirmado que os conversores são os componentes essenciais nos SEE e que uma falha nos conversores resulta em custos elevados de paragem e em inúmeros alarmes no centro de controlo.

Em [65] é estudado um novo modelo matemático para a simulação de SEE *offshore* durante uma falha numa fase no retificador de tensão. É considerada uma plataforma flutuante semi-submersível, um SEE de velocidade variável, um gerador síncrono de magnetos permanentes e um conversor de três níveis para injetar energia na rede eléctrica.

Em [65] é verificado que o SEE offshore é capaz de manter um desempenho adequado durante uma falha de uma fase no retificador de tensão, restaurando a correta operação logo após a falha.

Em [66] é apresentado um modelo para a simulação de SEE *offshore* equipados com um gerador síncrono de magnetos permanentes e conversores de quatro níveis durante uma falha numa fase do retificador

Em [67] é estudado o comportamento do conversor do SEE equipado com um gerador síncrono de magnetos permanentes durante uma falha no controlo do ângulo *pitch* da pá da turbina considerando um modelo de três massas e um conversor de cinco níveis *back-to-back multiple point clamped* (MPC).

1.5. Organização do Texto

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos. O Capítulo 2 é destinado à modelação do SEE. O Capítulo 3 é destinado ao modelo computacional. O Capítulo 4 é destinado à simulação computacional. O Capítulo 5 conclui esta dissertação. Seguidamente é apresentada uma descrição mais detalhada do conteúdo de cada capítulo.

No Capítulo 2 é apresentada a modelação do SEE ligado a uma rede elétrica. O SEE é constituído por: seis turbinas eólicas de velocidade variável, sendo que cada uma possui: um sistema mecânico de transmissão de energia que é descrito por um veio de duas massas; um gerador de indução com rotor duplamente alimentado; uma caixa de velocidades e um conversor eletrónico de potência.

No Capítulo 3 é apresentado o modelo computacional utilizado para a obtenção dos resultados numéricos. São também apresentadas as alterações que foram realizadas nos blocos do modelo para a simulação das falhas testadas.

No Capítulo 4 são apresentados os resultados numéricos obtidos e conclusões sobre o desempenho de um SEE quando se depara com falhas no conversor AC-DC-AC, no transformador de potência, na linha elétrica ou no gerador.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões finais desta dissertação e a indicação de desenvolvimentos futuros.

Por fim, é apresentada a Bibliografia utilizada nesta dissertação.

1.6. Notação

Em cada um dos capítulos desta dissertação é utilizada a notação mais usual na literatura especializada, harmonizando, sempre que possível, aspetos comuns a todos os capítulos. Contudo, quando necessário, em cada um dos capítulos é utilizada uma notação apropriada. As expressões matemáticas, figuras e tabelas são identificadas com referências ao capítulo em que são apresentadas e são numeradas de forma sequencial no capítulo respetivo, sendo a numeração reiniciada quando se transita para o capítulo seguinte. A identificação de expressões matemáticas é efetuada através de informação numérica e por ordem crescente entre parênteses curvos () e a identificação de referência bibliográficas é efetuada através de informação numérico entre parênteses retos [] seguindo o estilo bibliográfico IEEE.

CAPÍTULO

2

Modelação do SEE

Neste capítulo é apresentada a modelação do Sistema de Energia Eólica ligado a uma rede elétrica. O Sistema de Energia Eólica é constituído por seis turbinas eólicas de velocidade variável, sendo que cada uma possui: um sistema mecânico de transmissão de energia que é descrito por um veio de duas massas; um gerador de indução com rotor duplamente alimentado; uma caixa de velocidades e um conversor eletrónico de potência.

2. Modelação do SEE

Neste capítulo é apresentada a modelação do SEE constituído por seis turbinas eólicas de velocidade variável, sendo que cada uma possui: um sistema mecânico de transmissão de energia que é descrito por um veio de duas massas; um gerador de indução com rotor duplamente alimentado; uma caixa de velocidades e um conversor eletrónico de potência.

As turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) são compostas por três partes principais: a torre, as pás e a *nacelle*. A *nacelle*, também chamada de cabine, é a peça que se situa no topo da torre. No seu interior estão colocados os componentes mecânicos, elétricos e de controlo da TEEH e assenta na torre através de uma placa rotativa que permite orientar o eixo da TEEH segundo a direção do vento (*yaw*) [2]. A torre é, geralmente, fabricada em chapa de aço calandrada e constituída por vários troços ligados entre si por juntas aparafusadas permitindo obter uma forma cónica de diâmetro decrescente com a altura [2]. A torre possui uma altura que varia consoante a potência do aerogerador e o tamanho das pás. Por norma, a torre deverá ter uma altura que permita que a TEEH funcione dentro da camada limite atmosférica pois, em geral, dentro desta camada a velocidade do vento é superior porque o escoamento aumenta com a altitude [2]. Deverá também ser suficientemente alta de modo a que o escoamento disponível seja uniforme no tubo de corrente de escoamento definido pelas pás [2]. O perfil de velocidades do vento na camada limite atmosférica e escoamento no tubo de corrente é apresentado na Figura 2.1. Os componentes principais do sistema eólico e respetiva legenda são apresentados na Figura 2.2.

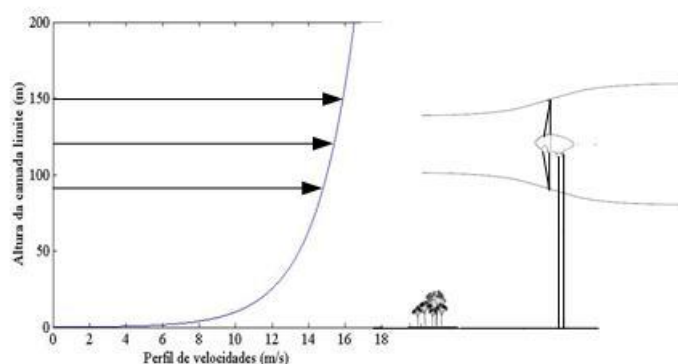


Figura 2.1 - Perfil de velocidades do vento na camada limite atmosférica e escoamento no tubo de corrente [2].

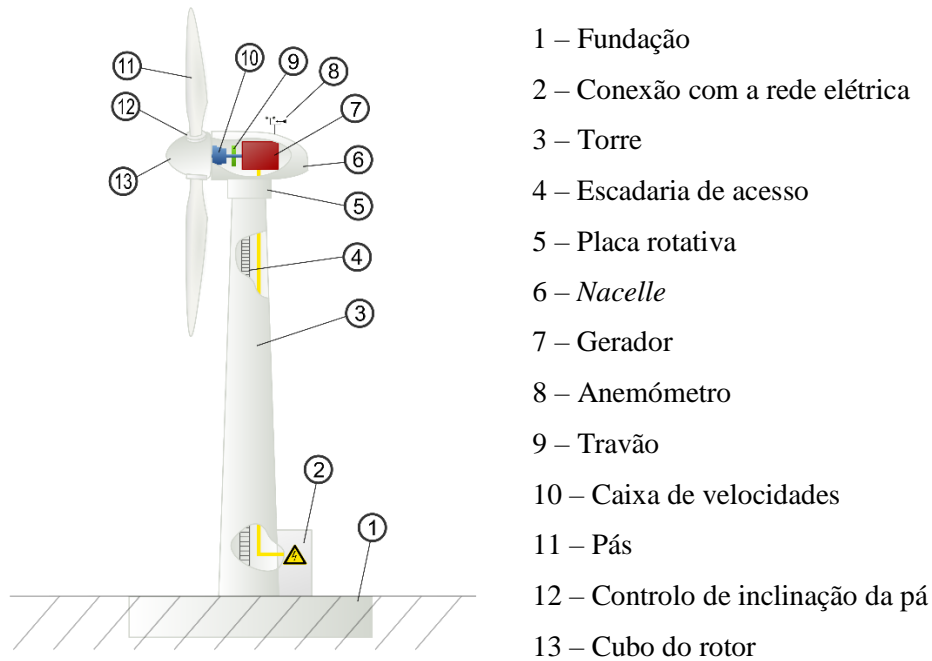


Figura 2.2 – Componentes principais do sistema eólico e respetiva legenda [68].

Como a torre que suporta a TEEH deverá ter uma altura significativa, poderá implicar um elevado preço para a torre, portanto, terá de existir um compromisso entre a pretensão de se obter um perfil de velocidades do escoamento disponível o mais uniforme possível no tubo de corrente de escoamento e o preço admissível associado com a altura da torre aquando a determinação da altura da torre a adotar [2].

A zona normalmente utilizada para as TEEH vai até à altura de 100 metros. Nesta zona a topografia do terreno e a rugosidade do solo condicionam o perfil de velocidades do vento [2], pelo que, uma das principais dificuldades que surge na implementação das TEEH é a elevada turbulência junto à superfície terrestre, área abaixo da camada limite atmosférica. Esta turbulência ocorre devido à criação de vórtices derivados da presença de casas, árvores e dos obstáculos presentes na superfície terrestre, que podem afetar um perímetro de turbulência bastante mais elevado que a sua altura. Por estes fatores, todos os obstáculos que se encontrem a menos de 1 km de altitude devem ser tidos em consideração na instalação de uma TEEH [69]. A influência de um obstáculo no percurso do vento está representada na Figura 2.3.

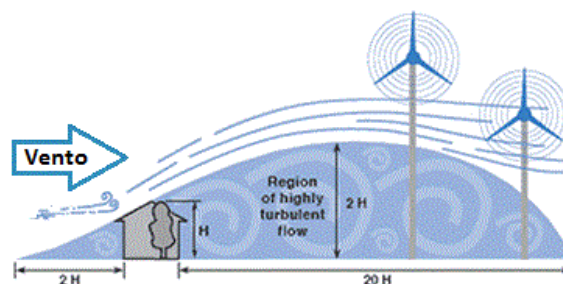


Figura 2.3 – Influência de um obstáculo no percurso do vento [69].

Na Figura 2.3, a configuração ideal para a colocação de uma TEEH é, por exemplo, numa planície com pequenas rugosidades aproveitando o vento dominante ou sobre o mar, enfrentando uma alta e alongada encosta com contornos suaves. Nestas condições a velocidade do vento aumenta e ocorre uma aproximação a um perfil de velocidades mais uniforme, resultando deste modo num maior potencial energético assim como uma redução dos esforços de fadiga no SEE. As diferenças entre o perfil vertical de velocidades para uma planície sem relevo e o perfil vertical de velocidades para um local onde existe relevo são apresentadas na Figura 2.4 [69].

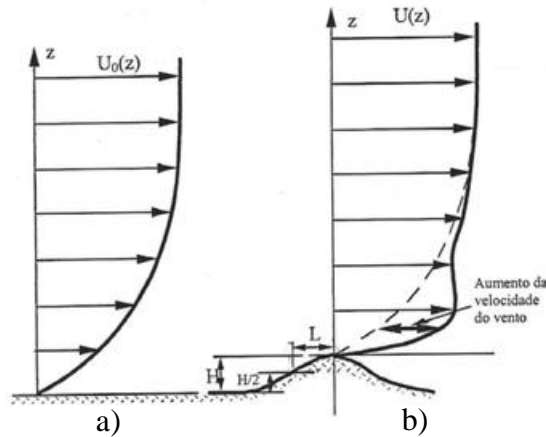


Figura 2.4 – Perfil de velocidades para uma planície a) e um local com relevo b) [69].

Na Figura 2.4, é verificado que a velocidade do vento após passagem por uma zona com relevo de contorno suave é mais elevada e mais estável do que numa situação de planície.

A velocidade do vento indicada na Figura 2.4 a), segue um perfil definido pela lei logarítmica de Prandtl [2], sendo dada por:

$$u(z) = u(z_R) \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_R}{z_0}\right)} \quad (2.1)$$

sendo $u(z)$ a velocidade média do vento à altura z , z_R a altura de referência e z_0 o comprimento característico da rugosidade do solo.

Considerando (2.1), é verificado que para se obter o perfil da velocidade do vento para um determinado local a uma determinada altura, é necessário um conhecimento da velocidade média do vento durante um determinado período de tempo para a altura de referência e o tipo de localização para se saber qual o campo de turbulências e conseqüentemente os esforços a que a TEEH está sujeita [69].

Na literatura a configuração da TEEH mais comum é designada por *upwind* [2]. Neste tipo de configuração, as três pás estão situadas a montante da torre e posicionadas de forma equilibrada num plano perpendicular ao rotor, formando ângulos de 120° entre si. As TEEH *upwind* funcionam habitualmente com velocidades do vento compreendidas entre os valores de arranque, *cut-in*, da ordem dos 2,5 m/s e de paragem, *cut-off* da ordem dos 25 m/s [2].

Numa configuração *upwind*, como as pás estão a montante da torre, o vento que atravessa a área do rotor não é perturbado pela torre. Contrariamente, numa configuração *downwind*, como as pás estão a jusante da torre, o vento incidente já não será o mesmo que atravessa a área do rotor pois este, já irá estar a ser afetado pela presença da torre [2]. A diferença entre a configuração *upwind* e a configuração *downwind* é apresentada na Figura 2.5.

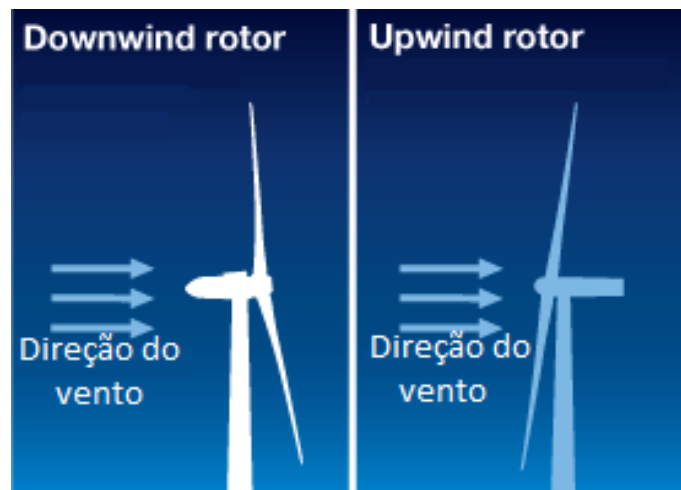


Figura 2.5 – Diferença entre uma TEEH *upwind* e uma TEEH *downwind* [70].

O SEE em estudo usa a configuração da TEEH *upwind*, sendo constituído por seis TEEH de velocidade variável, cada uma com um valor de potência de 1.5 MW, com um sistema mecânico de transmissão de energia, um GIDA, uma caixa de velocidades e um conversor eletrónico de potência.

2.1. Pás da Turbina

O avanço no estudo das pás das TEEH foi beneficiado pela investigação na área das hélices para a propulsão dos aviões. Na modelação da pá é utilizada a teoria do disco atuante que teve a sua origem no estudo das hélices propulsoras marítimas e aeronáuticas, tendo contribuições associadas aos trabalhos de Rankine em 1865 e de Froude em 1889 [2]. Esta teoria consiste em modelar as pás do rotor por um disco sem espessura, através do qual as variáveis que caracterizam o escoamento: a pressão e velocidade, variam de modo descontínuo [71]. A teoria do disco atuante ignora as variações circunferenciais no escoamento e supõe que o número de pás é muito grande, i.e., teoricamente infinito, cada uma delas produz uma contribuição elementar para a força propulsora [2, 72] A TEEH interfere no escoamento introduzindo um atraso, ou efeito de retardamento [2].

A teoria do disco atuante permite uma diferença entre as velocidades do vento a montante e a jusante de um rotor, i.e., do disco [72]. É suposto que o vento é um fluido perfeito incompressível, i.e., desprezando os efeitos da viscosidade. No caso do vento, pode ser definido como um escoamento incompressível aquele em que as variações de pressão são suficientemente pequenas para não produzirem variações da massa específica do ar, ρ , que se justifique contabilizar [2, 71, 72, 73]. A interferência da TEEH no escoamento é apresentada na Figura 2.6.

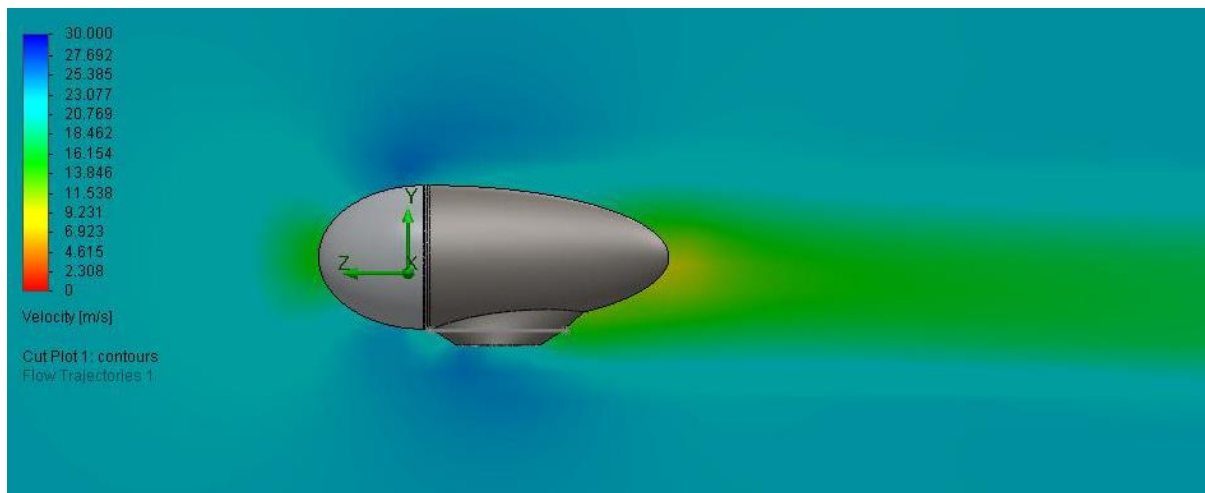


Figura 2.6 - Interferência da TEEH no escoamento [74].

Por não ser do âmbito desta dissertação, não são apresentadas as demonstrações teóricas das expressões utilizadas para descrever, no âmbito da aerodinâmica, a modelação da pá da TEEH.

Assim, a potência mecânica, P_{tt} , captada do escoamento pelo disco atuador [2], é dada por:

$$P_{tt} = 2 \rho A v_{np}^3 a (1 - a)^2 \quad (2.2)$$

sendo ρ a massa específica do ar, A a superfície da secção transversal do disco atuador, v_{np} a velocidade do escoamento não perturbado a montante do disco atuador e a o fator de indução axial. Um fator de indução axial inferior a 1 representa a desaceleração da massa de ar que atravessa a área A do disco atuador, i.e., é um indicador da perturbação introduzida pela TEEH no escoamento. No escoamento a potência disponível, P_{disp} , [2] é dada por:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A v_{np}^3 \quad (2.3)$$

O vento, após passar pelas pás da TEEH, perde velocidade pelo que, a velocidade do vento quando incide na TEEH é superior à velocidade que sai da TEEH. A velocidade que sai da TEEH não pode ser nula dado que, a energia disponível no tubo de corrente de escoamento não pode ser totalmente aproveitada pela TEEH, i.e., não é integralmente convertida em energia mecânica nas pás da TEEH, dado que o ar depois de atravessar os diversos planos alares das pás, sai sob a forma de uma esteira com uma velocidade não nula [2, 75]. O efeito de esteira provocado pelo movimento das pás da TEEH é apresentado na Figura 2.7.

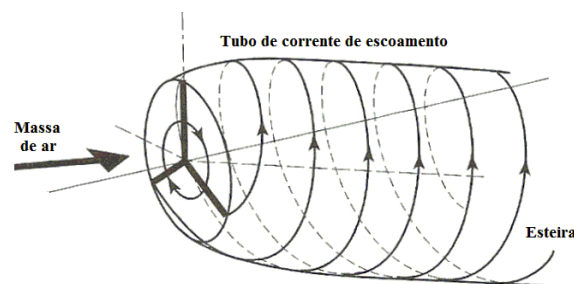


Figura 2.7 – Efeito de esteira provocada pelo movimento das pás da TEEH [5].

A eficiência da extração da energia do escoamento por uma TEEH é geralmente expressa recorrendo a outro parâmetro auxiliar denominado por coeficiente de potência, sendo este coeficiente de potência definido pela razão entre a potência mecânica extraída do escoamento pelas pás P_{tt} e a potência disponível no escoamento P_{disp} [2, 73].

O coeficiente de potência, c_p , em função do fator de indução axial considerando (2.2) e (2.3) é dado por:

$$c_p = \frac{P_{tt}}{P_{disp}} = 4 a (1 - a)^2 \quad (2.4)$$

O fator de indução axial crítico e o valor máximo do coeficiente de potência, c_p , são respetivamente dados por:

$$a = \frac{1}{3} \Rightarrow c_{p_{max}} = 4 \frac{1}{3} \left(1 - \frac{1}{3}\right)^2 = \frac{16}{27} = 0.593 \quad (2.5)$$

Este valor máximo do coeficiente de potência, $c_{p_{max}}$, foi obtido por Albert Betz nos anos 20 do século XX e é conhecido como *limite de Betz* para TEEH [76]. O *limite de Betz* é o limite máximo teórico de potência mecânica associada à energia que pode ser extraída do escoamento por uma TEEH. Como este é o limite máximo teórico, não é de esperar que a TEEH o atinja [2].

A interação entre o rotor e o escoamento é feita recorrendo a um parâmetro auxiliar denominado por coeficiente de velocidade periférica do rotor (*Tip Speed Ratio*, TSR) [2, 72]. A interação entre o rotor e o escoamento é apresentado na Figura 2.8.

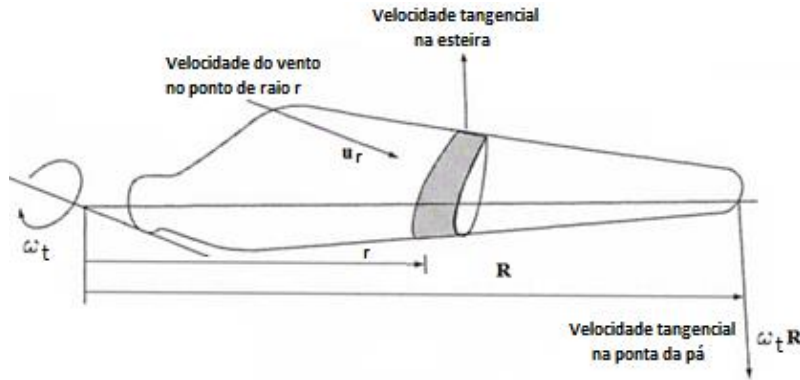


Figura 2.8 – Interação entre o rotor e o escoamento [5].

O TSR é normalmente designado por λ_r e é definido pela razão entre a velocidade periférica na extremidade da pá e a velocidade do vento num ponto de raio r da envergadura da pá [2], i.e., dado por:

$$\lambda_r = \frac{\omega_r r}{u_r} \quad (2.6)$$

sendo ω_r a velocidade angular de rotação da TEEH e u_r a velocidade do vento no ponto de raio r da envergadura da pá.

A potência fornecida pelas TEEH em condições normais deve ser limitada a valores que não ultrapassem a potência nominal do gerador, pelo que é necessário implementar um controlo de potência que é conseguido mediante a variação do coeficiente de potência, c_p . A variação do coeficiente de potência é efetuada através da utilização de meios passivos ou de meios ativos [37]. O controlo de potência nas TEEH que utilizam meios passivos é conseguido mediante a utilização de pás construídas com materiais elásticos e projetadas de forma que entrem em perda aerodinâmica, i.e., *stall*, a partir de determinado valor da velocidade do vento, sem necessidade de variação do ângulo passo, i.e., a geometria da pá é projetada de modo a que no momento em que a velocidade do vento se torne muito elevada seja induzida uma turbulência que provoque a sua entrada em perda [77, 78]. Quando a pá entra em perda a componente de sustentação diminui, ao mesmo tempo que a componente de arrastamento aumenta, chegando mesmo a ser a componente dominante. Sem sustentação o rotor deixa de acelerar e, o coeficiente de potência nestas pás é dado por uma função não linear de λ , $c_p = f(\lambda)$ [2, 13, 79].

Com a utilização do controlo de potência por *stall* nas TEEH existe a vantagem da ausência de partes móveis no rotor da TEEH e, por conseguinte, apresenta uma menor complexidade do sistema de controlo ativo pois, as pás não rodam em torno do seu eixo longitudinal, sendo que estão encastradas no cubo do rotor com um ângulo de passo fixo [2]. Por outro lado, o controlo de potência por *stall* representa uma maior complexidade nos projetos aerodinâmico e estrutural das pás, como é o caso de evitar as vibrações induzidas pela turbulência quando as pás entram em perda. Este é o controlo de potência mais utilizado nas TEEH sendo que, cerca de 2/3 das TEEH instaladas no mundo usam o controlo de potência por *stall* [2, 77, 79].

Para as TEEH que utilizam meios ativos existe outro tipo de controlo de potência que é conseguido variando o ângulo do passo da pá, i.e., o ângulo de *pitch*. Nestas TEEH as pás são projetadas e construídas para que não estejam encastradas no cubo do rotor com um ângulo de passo fixo. No controlo de potência por *pitch* as pás rodam em torno do seu eixo longitudinal ajustando o ângulo do passo, aumentando ou diminuindo a sustentação ou o arrastamento de forma a variar o coeficiente de potência. O controlo de potência por *pitch*, em que existe a variação do ângulo de passo da pá, é mais complexo na medida em que utiliza um controlador de velocidade e partes móveis elétricas e mecânicas localizadas no rotor da TEEH [2, 13, 80].

Com a utilização do controlo de potência por *pitch* nas TEEH existem vantagens sendo que, uma delas é a precisão com que é regulada a entrega da energia captada ao veio, nas situações em que as rajadas de vento possam provocar a elevação da potência para valores que possam ultrapassar a potência nominal do gerador; o controlo de potência por *pitch*, considerando a envergadura significativa das pás, é a minimização do efeito de deflexão axial *flap* e dos movimentos de atraso e avanço *lead-lag* para as pás menos aeroelásticas; e o desenho aeroelástico da estrutura das pás com controlo de potência por *pitch* é mais simples relativamente às pás aeroelásticas utilizadas nas TEEH que utilizam o controlo de potência por *stall*; o gerador pode funcionar à potência nominal para todas as velocidades do vento superiores à velocidade para a qual o sistema eólico atinge a potência nominal enquanto que, no controlo de potência por *stall*, existe normalmente uma quebra da entrega de potência no veio à medida que a pá entra em perda, i.e., para as velocidades do vento superiores aquela para a qual o sistema eólico atinge a potência nominal [2, 6, 78, 79, 80].

Um exemplo da variação de potência para uma TEEH de 900 kW com controlo de potência por *pitch* e com controlo de potência por *stall* [2] é apresentada na Figura 2.9.

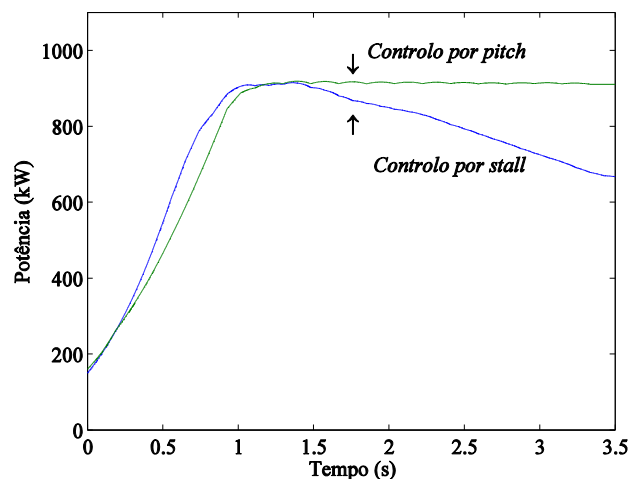


Figura 2.9 – Exemplo de uma TEEH com controlo por *pitch* e com controlo por *stall* [2].

Para o dimensionamento do coeficiente de potência é usada a teoria do elemento de pá e o conhecimento da geometria dos perfis da pá [2]. Os perfis ao longo da envergadura da pá, i.e., desde a raiz até à extremidade [2] são apresentados na Figura 2.10.

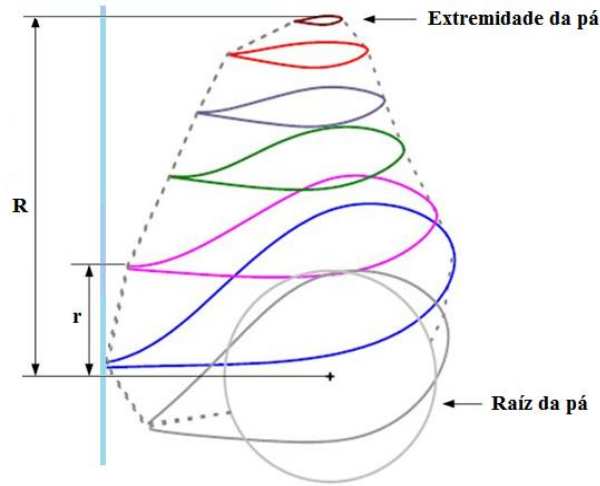


Figura 2.10 - Geometria dos perfis da pá [2].

É um dimensionamento complexo que normalmente obriga a recorrer a aproximações numéricas e ao recurso de resultados provenientes de conhecimentos empíricos. Nestas aproximações numéricas a indicação dos perfis não é explicitada no formalismo final. O coeficiente de potência da TEEH com controlo por *pitch* é determinado por uma função não linear de λ e do ângulo de passo da pá, ζ , $c_p = f(\lambda, \zeta)$ [2, 13, 79]. Segundo as referências [2, 79, 81] o coeficiente de potência é dado por:

$$c_p(\lambda, \zeta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \zeta - c_4 \zeta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (2.7)$$

em que λ_i é dada por:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8 \zeta} - \frac{c_9}{\zeta^3 + 1}} \quad (2.8)$$

sendo os valores dos coeficientes c_1 até c_9 determinados pelo coeficiente de sustentação c_L , pelo coeficiente de arrastamento c_D do perfil da pá e pelo número de pás da TEEH [2].

Em [13, 82] é apresentado o coeficiente de potência para uma TEEH com controlo de potência por *pitch* com os valores dos coeficientes c_1 até c_9 determinados. Assim, o coeficiente de potência para a TEEH com controlo de potência por *pitch* é dado por:

$$c_p(\lambda, \zeta) = 0.73 \left(\frac{151}{\lambda_i} - 0.58\zeta - 0.002\zeta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-\frac{18.4}{\lambda_i}} \quad (2.9)$$

em que a função λ_i é dada por:

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02\zeta} - \frac{0.003}{\zeta^3 + 1}} \quad (2.10)$$

As expressões (2.9) e (2.10) foram as escolhidas para modelar o comportamento do coeficiente de potência da TEEH com controlo de potência por *pitch* em estudo nesta dissertação.

O valor máximo do coeficiente de potência, $c_{p_{max}}$, para uma TEEH com controlo de potência por *pitch* considerando (2.9) e (2.10), é determinado pela resolução do problema de programação matemática [2] dado por:

$$c_{p_{max}}(\lambda_{ótimo}(0), 0) = \max 110.23 \left(\frac{1}{\lambda} - 0.090417 \right) e^{-18.4 \left(\frac{1}{\lambda} - 0.003 \right)}$$

sujeito a:

$$\lambda \geq 0 \quad (2.11)$$

cuja solução é dada por:

$$c_{p_{max}}(\lambda_{ótimo}(0), 0) = 0.4412 \quad (2.12)$$

$$\lambda_{ótimo}(0) = 7.0757 \quad (2.13)$$

sendo $\lambda_{ótimo}$ o coeficiente de velocidade periférica ótimo.

O coeficiente de potência em função de λ e em função do ângulo do passo da pá, ζ , $c_p = f(\lambda, \zeta)$ para uma TEEH com controlo de potência por *pitch* [2] é apresentado na Figura 2.11.

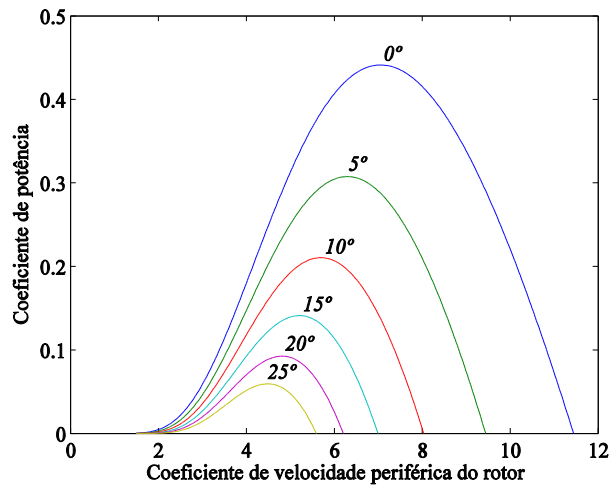


Figura 2.11 - Coeficiente de potência em função de λ (controlo por *pitch*) [2].

Quando a TEEH possui controlo de potência por *pitch*, o coeficiente de potência para um mesmo valor de λ , decresce com o ângulo do passo da pá da TEEH. O decréscimo do coeficiente de potência permite controlar a quantidade de energia cinética existente no vento que irá ser captada pela TEEH, evitando que seja ultrapassada a potência nominal do gerador. Os valores máximos do coeficiente de potência, do λ e do λ_i para cada ângulo de passo da pá, são apresentados [2] na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Valores de $c_{p_{max}}$, λ e de λ_i em função do ζ [2]

ζ [°]	0	5	10	20	30	40	50	55
$c_{p_{max}}$	0.4412	0.3075	0.2104	0.0925	0.0372	0.0136	0.0045	0.0025
λ	7.057	6.3	5.7	4.8	4.225	3.825	3.55	3.475
λ_i	7.0458	6.2009	5.5001	4.4	3.625	3.025	2.55	2.375

O *Limite de Betz*, o coeficiente de potência utilizando a função teórica de Glauert [2, 77] e o coeficiente de potência dado por (2.9) e (2.10) [2] são apresentados na Figura 2.12.

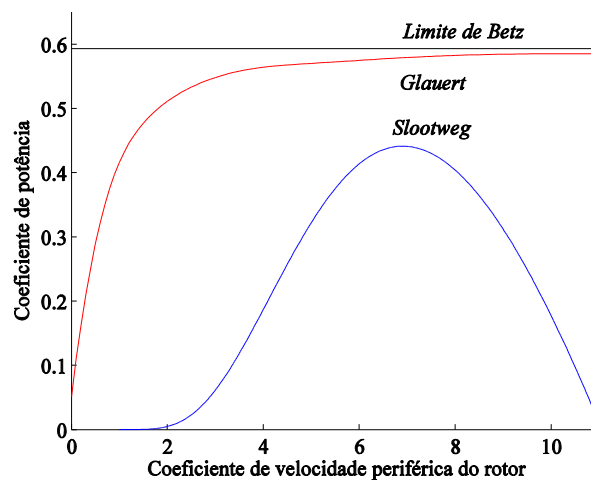


Figura 2.12 - Limite de Betz, função teórica de Glauert e função de Sootweg [2].

O limite teórico de Betz, não depende de λ , tendo sido estabelecido para um fluido assumido como perfeito, sendo assim um limite teórico sem grande utilidade prática. A função de Glauert depende de λ , portanto é mais razoável que o *limite de Betz*, pois, considera a perda na esteira, o c_p tem um comportamento crescente com λ [2]. No entanto, tendo a função de Glauert sido estabelecida também para um fluido assumido como perfeito, não permite obter de modo realista o desempenho verificado experimentalmente [2]. A função de Sootweg tendo sido obtida assumindo o verdadeiro comportamento do fluido, tem o desempenho verificado experimentalmente [2].

A energia disponível no vento, que pode ser extraída pelas pás da TEEH, é determinada com base na energia cinética da massa de ar no tubo de corrente de escoamento, com secção definida pela área do círculo determinado pelo movimento das pás da TEEH [2]. Assim, a potência mecânica da TEEH sujeita a vento sem perturbações, P_{tt} , considerando (2.3) é dada por:

$$P_{tt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 u_0^3 c_p(\lambda, \zeta) \quad (2.14)$$

sendo u_0 o valor médio da velocidade do vento sem perturbações e R o raio do tubo de corrente de escoamento determinado pela envergadura da pá [2].

O binário mecânico da TEEH sujeita a vento sem perturbações, δ_r , considerando (2.14) é dado por [2]:

$$\delta_r = \frac{1}{2} \frac{\rho \pi R^5 \omega_r^2}{\lambda^3} c_p(\lambda, \zeta) \quad (2.15)$$

sendo ω_r a velocidade angular de rotação da TEEH.

A velocidade e direção do vento podem variar consideravelmente com o tempo, apresentando um comportamento estocástico. Esta variação de velocidade pode ser descrita no domínio da frequência [83] como uma soma de componentes harmónicas [2]. As frequências mais elevadas, correspondentes a períodos de poucos segundos, estão relacionadas com a turbulência atmosférica [2, 84].

A turbulência atmosférica produz variações na velocidade do vento, sendo particularmente importantes os turbilhões cuja dimensão característica é da ordem de grandeza da envergadura das pás. A turbulência atmosférica é caracterizada pela sua irregularidade e tridimensionalidade, em que as variações de velocidade em torno de um valor médio, provocam o transporte de turbilhões em movimento desordenado de uma para outras regiões do espaço. Os turbilhões correspondem às rajadas de vento em escoamento atmosférico [2, 72]. Uma vez que a turbulência atmosférica é um fenómeno inerente ao escoamento com perturbações, não sendo possível a sua erradicação, então a solução é considerar a turbulência atmosférica como um elemento determinante no estudo dos SEE [2].

2.2. Sistema de Transmissão

No SEE, o sistema de transmissão é o órgão mecânico que liga o rotor da TEEH ao rotor do gerador, i.e., transfere a energia mecânica do vento extraída pelas pás da TEEH para o rotor do gerador. O sistema de transmissão deve ser projetado para suportar os esforços resultantes da variação da velocidade e da direção do vento com perturbações [2].

A tecnologia dominante nos SEE instalados no mundo, tem no sistema de transmissão uma caixa de velocidades como elemento mecânico que permite que a velocidade de rotação do gerador seja superior à velocidade de rotação da TEEH [2, 15]. Mas, o uso da caixa de velocidades possui desvantagens que se traduzem em perdas de energia mecânica devidas a vibrações, atritos, ruídos e aquecimentos, implicando a utilização de fluidos lubrificantes e a necessidade de refrigerar o interior da *nacelle* [2, 85]. Na caixa de velocidades a perda de energia mecânica é da ordem dos 3,75% da energia total produzida pelo sistema eólico [2, 86].

A construção de SEE com elevados valores de potência e de tamanho, faz com que a velocidade de rotação da TEEH seja cada vez menor, sendo as relações de transmissão na caixa de velocidades cada vez mais desfavoráveis. Por outro lado, as variações da velocidade do vento com perturbações, implicam grandes flutuações do binário mecânico que se transmitem diretamente à caixa de velocidades. Assim sendo, a caixa de velocidades deve ser então sobredimensionada chegando a ter o dobro do peso do gerador, i.e., a caixa de velocidades aumenta consideravelmente as dimensões, o preço da *nacelle* e da torre devido ao seu peso elevado. A sua eficiência diminui o rendimento do SEE, que adicionado à desvantagem do seu desgaste, dificuldade de fazer a manutenção e o calor que origina, faz com que um SEE com caixa de velocidades não seja a opção mais adequada [2, 85, 87].

Embora se possa estudar o rotor dos SEE utilizando o método dos elementos finitos, este método tem como desvantagem a sua difícil implementação nos programas informáticos utilizados no estudo dos sistemas de energia elétrica [2, 27, 88, 89] e o seu elevado tempo de processamento de resultados. Assim, para evitar a utilização do método dos elementos finitos, a dinâmica do veio deve ser simplificada, representando o cubo do rotor e as pás da TEEH como sistemas de torção com concentração de massas [2]. Portanto, o veio pode ser estudado utilizando um modelo de concentração de massas simples ou o modelo com concentração de massas com aproximações mais complexas. O modelo com concentração de massas simples considera o rotor do SEE como um corpo indeformável, i.e., as pás estão rigidamente encastradas no veio. O modelo de concentração de massas com aproximações mais complexas considera o comportamento flexível das pás, devido à sua envergadura e flexibilidade. A

envergadura e a flexibilidade das pás têm um impacto importante no estudo da estabilidade transitória do sistema eólico durante uma falha [2, 88].

O modelo com concentração de massas simples é normalmente utilizado para estudos que envolvem comportamentos do rotor funcionando em regime quase estacionário, sendo o caso da configuração de veio constituído por uma massa. Nesta configuração uma variação da velocidade do vento origina uma variação de velocidade do veio, quer na TEEH quer no gerador, com igual valor [2].

O modelo com concentração de massas com aproximações mais complexas permite caracterizar o comportamento flexível das pás, sendo o caso das configurações de duas e de três massas [2].

Nesta dissertação, o sistema de transmissão mecânica tem um veio descrito pela consideração de modelos com concentração de massas com aproximações mais complexas sendo que, foi considerada a configuração de duas massas, incluindo um eixo de transmissão de baixa velocidade de rotação do lado do rotor da turbina e um eixo de alta velocidade de rotação do lado do rotor do gerador, ligados entre si através de uma caixa de velocidades [75].

No veio configurado por duas massas, na primeira massa é concentrada a massa do cubo do rotor, das pás e do eixo de baixa velocidade, i.e., a massa da turbina cujo momento de inércia é indicado por J_r . Na segunda massa é concentrada a massa do rotor do gerador e do eixo de rotação de alta velocidade cujo momento de inércia é indicado por J_g [75].

Os veios de baixa velocidade e alta velocidade de rotação estão ligados através de uma caixa de velocidades definida pela razão entre dentes N_g ; as grandezas K_{dt} e B_{dt} são, respetivamente, a constante de rigidez torsional e o coeficiente de amortecimento entre o eixo de rotação de baixa velocidade e a caixa de velocidades [75]. O veio com a configuração de duas massas [75] está representado na Figura 2.13.

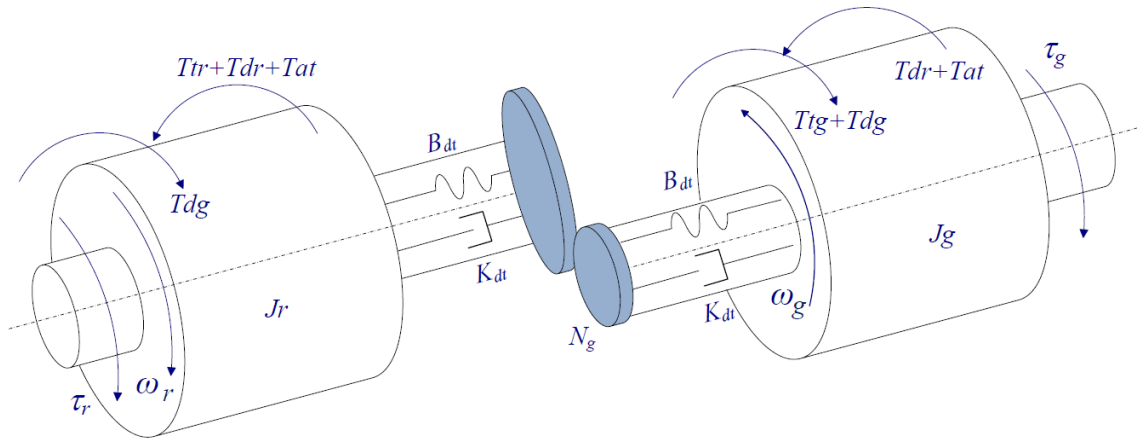


Figura 2.13 – Veio com configuração de duas massas [75].

O binário de torção, T_{dr} , devido ao comportamento elástico do veio do lado da turbina [75] é dado por:

$$T_{dr}(t) = B_{dt} \omega_r(t) \quad (3.16)$$

sendo B_{dt} o coeficiente de amortecimento entre o eixo de rotação de baixa velocidade e a caixa de velocidades.

O binário de torção, T_{dg} , devido ao comportamento elástico do veio do lado do gerador [75] é dado por:

$$T_{dg}(t) = B_{dt} \omega_g(t) \quad (3.17)$$

sendo ω_g a velocidade angular de rotação do gerador.

O atrito viscoso do rotor da TEEH origina um binário resistente, T_{tr} , [75] dado por:

$$T_{tr}(t) = B_r \omega_r(t) \quad (3.18)$$

sendo B_r o coeficiente de atrito viscoso do rotor da TEEH.

De igual forma ao atrito viscoso do rotor da TEEH, o atrito viscoso do rotor do gerador origina um binário resistente, T_{tg} , [75] dado por:

$$T_{tg}(t) = B_g \omega_g(t) \quad (3.19)$$

sendo B_g o coeficiente de atrito viscoso do rotor do gerador.

No veio com uma configuração de duas massas, o desvio angular da rotação do elemento elástico, θ_Δ , [75] é dado por:

$$\theta_\Delta(t) = \theta_r(t) - \frac{1}{N_g} \theta_g(t) \quad (2.20)$$

sendo θ_r a posição angular do veio da TEEH e θ_g a posição angular do veio do gerador.

O binário devido ao comportamento rígido do veio, T_{at} , [75] é dado por:

$$T_{at}(t) = K_{dt} \theta_\Delta(t) \quad (2.21)$$

sendo K_{dt} a constante de rigidez torsional.

O sistema de transmissão mecânico é projetado de forma a suportar as forças que resultam da conversão de velocidade entre eixos e o seu comportamento é descrito por três equações de estado [75].

Usando (2.16) a (2.21) é obtido o modelo dinâmico do sistema de transmissão [75, 90] dado por:

$$\dot{\omega}_r = \frac{1}{J_r} \left[-(T_{dr}(t) + T_{tr}(t)) + \frac{T_{dg}(t)}{N_g} - T_{at}(t) + \tau_r(t) \right] \quad (2.22)$$

$$\dot{\omega}_g = \frac{1}{J_g} \left[\frac{T_{dg}(t)}{N_g} - \left(\frac{T_{dg}(t)}{N_g^2} + T_{tg}(t) \right) + \frac{T_{at}(t)}{N_g} - \tau_g(t) \right] \quad (2.23)$$

$$\dot{\theta}_\Delta = \omega_r(t) - \frac{1}{N_g} \omega_g(t) \quad (2.24)$$

(2.22) a (2.24) são consequência da aplicação das equações mecânicas para o movimento angular [75].

2.3. Gerador de Indução Duplamente Alimentado

Nesta dissertação, o tipo de gerador utilizado no SEE é o GIDA. Os GIDA são máquinas assíncronas trifásicas com rotor bobinado cujo circuito rotórico se encontra ligado à rede elétrica através de um conversor AC-DC-AC. Por sua vez, o estator do GIDA está ligado diretamente à rede [91].

Esta forma de alimentação do GIDA também tem a designação de “cascata hipo-síncrona”, se o rotor estiver a rodar a uma velocidade inferior à de sincronismo, ou de “cascata hiper-síncrona”, caso contrário [2, 91]

O arranjo dos enrolamentos de um gerador de indução convencional com 2 polos, 3 fases e ligado em estrela é representado na Figura 2.14. O gerador possui enrolamentos do estator idênticos e são representados por N_s com uma resistência representada por r_s enquanto que os enrolamentos do rotor são, aproximadamente, idênticos e são representados por N_r com uma resistência representada por r_r . O entreferro é uniforme e os enrolamentos estão distribuídos sinusoidalmente [92].

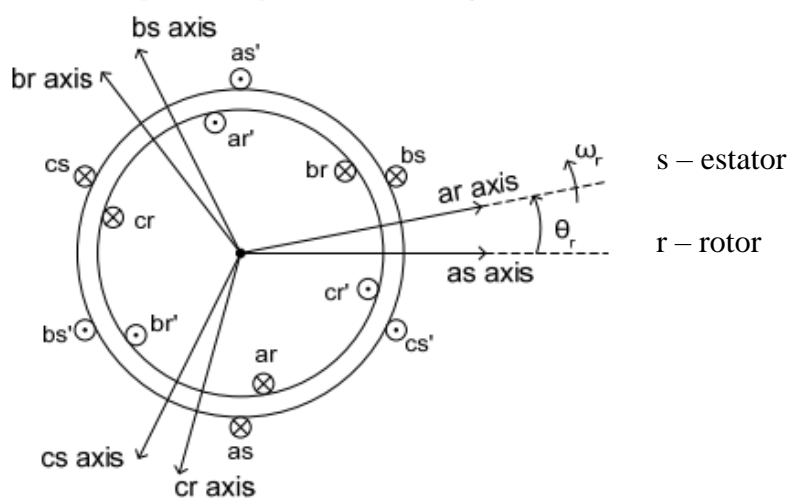


Figura 2.14 – Diagrama esquemático dos enrolamentos [92].

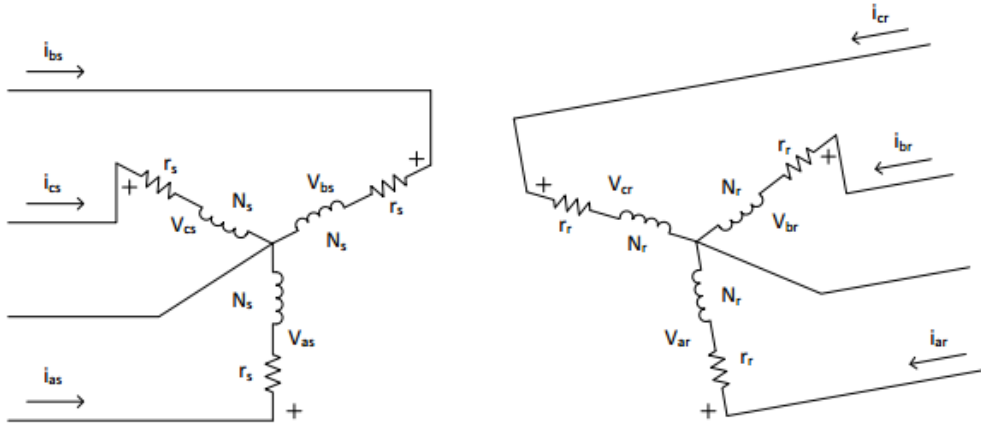


Figura 2.15 – Circuito equivalente do gerador convencional [92].

Na Figura 2.14, os eixos as , bs e cs representam as direções positivas dos campos magnéticos produzidos devido às correntes que fluem nos enrolamentos do estator da fase a , b e c , respetivamente. Estas indicações são obtidas usando a regra da mão direita sobre os enrolamentos de fase. Da mesma forma, os eixos ar , br e cr representam as direções positivas dos campos magnéticos do rotor. Estes enrolamentos do rotor estão fixos e rodam com uma velocidade angular representada por ω_g . O deslocamento angular do rotor em relação ao eixo positivo é representado por θ_r . [92].

Através de um referencial abc , as relações entre as tensões, as correntes e os fluxos de cada fase para esta máquina podem ser escritas através da Figura 2.15 e são as seguintes [92]:

A tensão do estator é dada por:

$$V_{as} = r_s i_{as} + \frac{d}{dt} \lambda_{as} \quad (3.25)$$

$$V_{bs} = r_s i_{bs} + \frac{d}{dt} \lambda_{bs} \quad (3.26)$$

$$V_{cs} = r_s i_{cs} + \frac{d}{dt} \lambda_{cs} \quad (3.27)$$

A tensão do rotor (referidas ao lado do estator) é dada por:

$$V'_{ar} = r'_r i'_{ar} + \frac{d}{dt} \lambda'_{ar} \quad (3.28)$$

$$V'_{br} = r'_r i'_{br} + \frac{d}{dt} \lambda'_{br} \quad (3.29)$$

$$V'_{cr} = r'_r i'_{cr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{cr} \quad (3.30)$$

onde λ_a, λ_b e λ_c representam os fluxos, s e r representam as variáveis e os parâmetros associados ao estator e ao rotor, respetivamente, e, o ' indica as variáveis e os parâmetros referidos ao lado do estator.

(2.25) a (2.30) a tensão do estator e do rotor em forma de matriz é dada por [92]:

$$\overline{V}_{abcs} = \overline{r}_s \overline{i}_{abcs} + \frac{d}{dt} \overline{\lambda}_{abcs} \quad (3.31)$$

$$\overline{V}'_{abcr} = \overline{r}'_r \overline{i}'_{abcr} + \frac{d}{dt} \overline{\lambda}'_{abcr} \quad (3.32)$$

Os fluxos da equação (2.31) e da equação (2.32) são representados por [92]:

$$\overline{\lambda}_{abcs} = \overline{L}_s \overline{i}_{abcs} + \overline{L}'_{sr} \overline{i}'_{abcr} \quad (3.33)$$

$$\overline{\lambda}'_{abcr} = \overline{L}'_{sr} \overline{i}_{abcs} + \overline{L}'_r \overline{i}'_{abcr} \quad (3.34)$$

onde as indutâncias são dadas por [92]:

$$\overline{L}_s = \begin{bmatrix} L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2} L_{ms} & -\frac{1}{2} L_{ms} \\ -\frac{1}{2} L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} & -\frac{1}{2} L_{ms} \\ -\frac{1}{2} L_{ms} & -\frac{1}{2} L_{ms} & L_{ls} + L_{ms} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$\overline{L}'_r = \begin{bmatrix} L'_{lr} + L_{ms} & -\frac{1}{2} L_{ms} & -\frac{1}{2} L_{ms} \\ -\frac{1}{2} L_{ms} & L'_{lr} + L_{ms} & -\frac{1}{2} L_{ms} \\ -\frac{1}{2} L_{ms} & -\frac{1}{2} L_{ms} & L'_{lr} + L_{ms} \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

$$\overline{L}'_{sr} = L_{ms} \begin{bmatrix} \cos(\theta_r) & \cos(\theta_r + 120^\circ) & \cos(\theta_r - 120^\circ) \\ \cos(\theta_r - 120^\circ) & \cos(\theta_r) & \cos(\theta_r + 120^\circ) \\ \cos(\theta_r + 120^\circ) & \cos(\theta_r - 120^\circ) & \cos(\theta_r) \end{bmatrix} \quad (2.37)$$

Em (2.35) e em (2.36), as indutâncias L_{ls} e L_{ms} são as indutâncias de perda e de magnetização dos enrolamentos do estator, respetivamente. A indutância L'_{lr} é a indutância de dispersão dos enrolamentos do rotor referido ao estator [92].

A combinação de (2.31) até à (2.34) é dada por [92]:

$$\overline{V_{abcs}} = \left(\overline{r_s} + \frac{d}{dt} \overline{L_s} \right) \overline{i_{abcs}} + \frac{d}{dt} \overline{L'_{sr}} \overline{i'_{abcr}} \quad (2.38)$$

$$\overline{V'_{abcr}} = \frac{d}{dt} \overline{L'_{sr}} \overline{i_{abcs}} + \left(\overline{r'_r} + \frac{d}{dt} \overline{L'_r} \right) \overline{i'_{abcr}} \quad (2.39)$$

As indutâncias, as tensões e as correntes de (2.38) e de (2.39) estão no referencial estacionário *abc*. A análise e modelagem poderá ser menos complicada visto que, quantidades variantes no tempo podem ser transformadas para quantidades invariantes no tempo mudando para um referencial em rotação adequado, i.e., o referencial em rotação *qdo*. Usando a transformação de Park em (2.38) e em (2.39), são dadas por [92]:

$$\overline{V_{qd0s}} = \overline{r_s} \overline{i_{dq0s}} + \omega \overline{\lambda_{dqs}} + \frac{d}{dt} \overline{\lambda_{dq0s}} \quad (2.40)$$

$$\overline{V'_{qd0r}} = \overline{r'_r} \overline{i'_{dq0r}} + (\omega - \omega_g) \overline{\lambda'_{dqr}} + \frac{d}{dt} \overline{\lambda'_{dq0r}} \quad (2.41)$$

onde ω e ω_g são a velocidade rotacional do referencial *qdo* e a velocidade do rotor, respetivamente.

(2.40) e (2.41) podem ser expandidas [92]:

A tensão do estator é dada por:

$$V_{qs} = r_s i_{qs} + \omega \lambda_{ds} + \frac{d}{dt} \lambda_{qs} \quad (3.42)$$

$$V_{ds} = r_s i_{ds} - \omega \lambda_{qs} + \frac{d}{dt} \lambda_{ds} \quad (3.43)$$

$$V_{0s} = r_s i_{0s} + \frac{d}{dt} \lambda_{0s} \quad (3.44)$$

A tensão do rotor (referidas ao lado do estator) é dada por:

$$V'_{qr} = r'_r i'_{qr} + (\omega - \omega_g) \lambda'_{dr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{qr} \quad (3.45)$$

$$V'_{dr} = r'_r i'_{dr} - (\omega - \omega_g) \lambda'_{qr} + \frac{d}{dt} \lambda'_{dr} \quad (3.46)$$

$$V'_{or} = r'_r i'_{or} + \frac{d}{dt} \lambda'_{or} \quad (3.47)$$

Os fluxos no referencial $qd0$ são dados por [92]:

O fluxo do estator é dado por:

$$\lambda_{qs} = (L_{ls} + L_M) i_{qs} + L_M i'_{qr} \quad (3.48)$$

$$\lambda_{ds} = (L_{ls} + L_M) i_{ds} + L_M i'_{dr} \quad (3.49)$$

$$\lambda_{0s} = L_{0s} i_{0s} \quad (3.50)$$

O fluxo do rotor é dado por:

$$\lambda'_{qr} = L_M i_{qs} + (L'_{lr} + L_M) i'_{qr} \quad (3.51)$$

$$\lambda'_{dr} = L_M i_{ds} + (L'_{lr} + L_M) i'_{dr} \quad (3.52)$$

$$\lambda'_{0r} = L'_{lr} i'_{0r} \quad (3.53)$$

onde $L_M = \frac{3}{2} L_{ms}$ e o referencial roda a uma velocidade ω .

De (2.42) até (2.53) podem ser vistas como um circuito equivalente da máquina GIDA [92] apresentado na Figura 2.16.

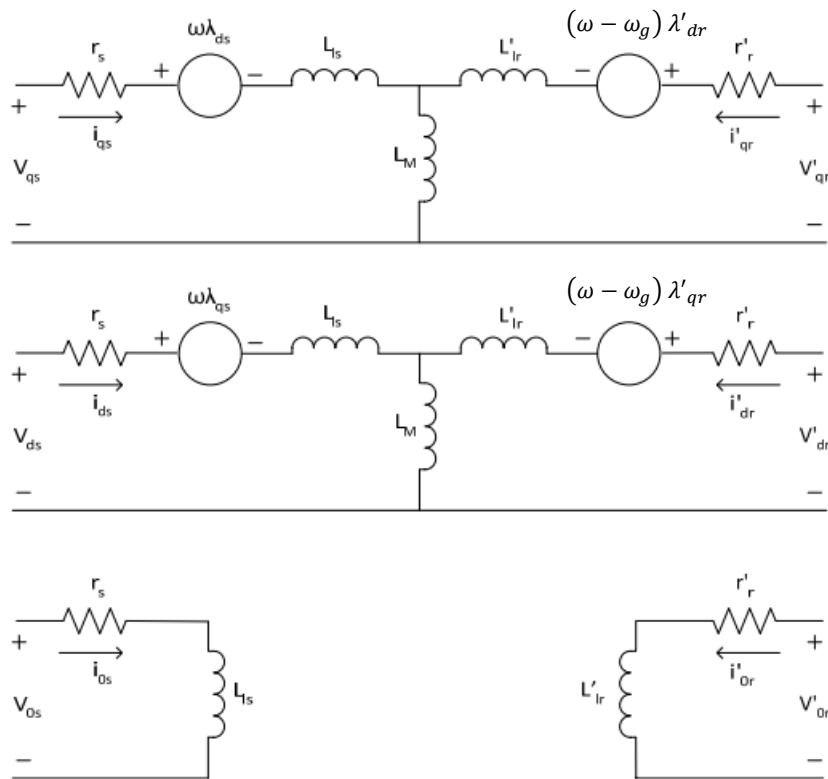


Figura 2.16 – Circuito equivalente do gerador convencional num referencial $qd0$ [92].

A (2.54) indica que o binário eletromecânico pode ser expresso em termos de correntes e fluxos no eixo q e no eixo d , indicando que o controlo desacoplado da potência real e reativa do GIDA pode ser variável [92].

$$\delta_g = \frac{3}{2} \frac{p_p}{2} L_{ms} (\lambda_{ds} i_{qs} - \lambda_{qs} i_{ds}) \quad (2.54)$$

onde p_p é o número de pares de polos.

2.4. Conversor Eletrônico de Potência

O SEE em estudo nesta dissertação está equipado com um conversor eletrônico de potência de dois níveis. O modelo do conversor de dois níveis é constituído por dois conversores de potência de dois níveis, constituídos por interruptores de potência de corte comandado unidirecionais denominados transístores IGBT's (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). O primeiro conversor desempenha a função de retificador, estando ligado entre o GIDA e um banco de condensadores [2].

O segundo conversor desempenha a função de inversor, estando ligado entre o banco de condensadores e a rede elétrica. O retificador e o inversor são constituídos por seis transístores IGBT's, cada um ligado a um diodo numa configuração em anti-paralelo [2].

O transístor IGBT é descrito por um interruptor de potência unidirecional ideal, i.e., as comutações são instantâneas, sendo nula a tensão de condução no estado de saturação e nula a corrente no estado de corte. O conjunto de dois interruptores de potência ligados à mesma fase constitui um braço do conversor [2].

A configuração do SEE equipado com um conversor de dois níveis é apresentada na Figura 2.17.

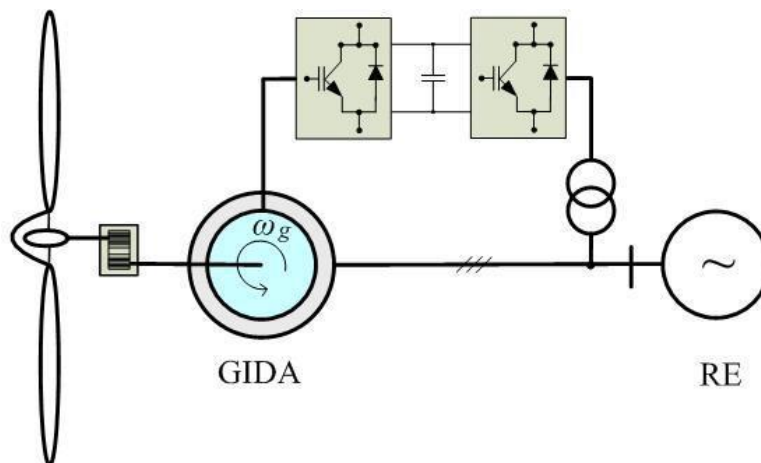


Figura 2.17 – Configuração do SEE equipado com conversor de dois níveis [2].

A configuração do conversor de dois níveis, indicados na Figura 2.17, é apresentada com maior pormenor na Figura 2.18.

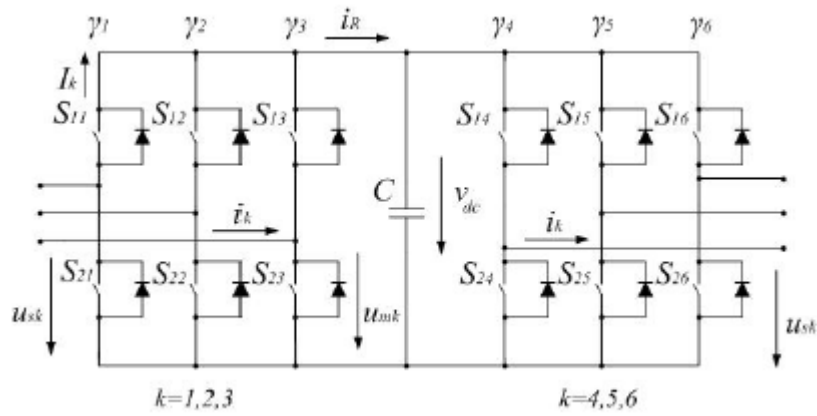


Figura 2.18 – Configuração do conversor de dois níveis [2].

No modelo do conversor de dois níveis em estudo, são consideradas as seguintes hipóteses [2, 93]:

- 1) O interruptor de potência é ideal e unidirecional e nunca estará sujeito a tensões inversas, sendo esta situação garantida pela ligação do diodo numa configuração em anti-paralelo;
- 2) O diodo é ideal: em condução é nula a queda de tensão aos seus terminais e ao corte é nula a corrente que o atravessa;
- 3) A tensão no banco de condensadores C na saída do retificador deve ser sempre positiva ($v_{dc} > 0$);
- 4) O conversor deve ter em cada braço k sempre um interruptor de potência em condução.

Cada interruptor identificado por S_{ik} com $i \in \{1,2\}$ na Figura 2.18 pode assumir um de dois estados de comutação, designados 1 ou 0, respetivamente associados com o estado de condução ou de corte [2].

Estes estados determinam uma variável de comutação γ_k . A variável de comutação γ_k identifica o estado do interruptor $i = 1$ no braço k do conversor. O índice k com $k \in \{1,2,3\}$ identifica os braços do retificador e com $k \in \{4,5,6\}$ identifica os braços do inversor [2].

As combinações de comutação (condução ou corte) do braço k do conversor em função da variável de comutação e da tensão u_{mk} [2] estão indicadas na Tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Combinações de comutação do braço do conversor de dois níveis [2].

S_{1k}	S_{2k}	γ_k	u_{mk}
1	0	1	v_{dc}
0	1	0	0

A variável de comutação do braço k [2, 93, 94] é dada por:

$$\gamma_k = \begin{cases} 1, (S_{1k} = 1 \text{ e } S_{2k} = 0) \\ 0, (S_{1k} = 0 \text{ e } S_{2k} = 1) \end{cases} \quad k \in \{1, \dots, 6\} \quad (2.55)$$

A variável de comutação depende dos estados de condução ou corte do interruptor $i = 1$ no braço k . Assim, considerando a hipótese 4) é necessário introduzir a restrição para o braço k [2] dada por:

$$\sum_{i=1}^2 S_{ik} = 1 \quad k \in \{1, \dots, 6\} \quad (2.56)$$

O vetor das tensões com componentes u_{mk} em função das variáveis de comutação γ_k [2] é dado por:

$$[u_{mk}] = [\gamma_k] v_{dc} \quad (2.57)$$

O vetor das correntes de fase com componentes i_k para a corrente de saída do gerador e entrada do retificador está relacionado com as suas componentes no sistema (d,q) pela relação [2] dada por:

$$[i_k] = [C][D][i_{dq}] \quad (2.58)$$

As correntes I_k dos braços do conversor em função das variáveis de comutação γ_k e das correntes i_k [2] são dadas por:

$$I_k = \gamma_k i_k \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (2.59)$$

A corrente i_R na saída do retificador em função das correntes I_k nos braços do retificador [2] é dada por:

$$i_R = \sum_{k=1}^3 I_k \quad (2.60)$$

A corrente i_R na saída do retificador substituindo (2.59) em (2.60) [2] é dada por:

$$i_R = \sum_{k=1}^3 \gamma_k i_k \quad (2.61)$$

As tensões u_{sk} aos terminais do gerador em função das variáveis de comutação e da tensão v_{dc} aos terminais do banco de condensadores C [2] são dadas por:

$$u_{sk} = \frac{1}{3} \left(2 \gamma_k - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^3 \gamma_j \right) v_{dc} \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (2.62)$$

As variáveis de comutação do retificador [2, 5] são dadas por:

$$\Gamma_k = \frac{1}{3} \left(2 \gamma_k - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^3 \gamma_j \right) \quad k \in \{1, 2, 3\} \quad (2.63)$$

O vetor das tensões (2.62) com componentes $u_{s\alpha\beta}$ para a tensão aos terminais do gerador no sistema de eixos de coordenadas (α, β) , [2] é dado por:

$$[u_{s\alpha\beta}] = \frac{1}{3} [C]^T [\Gamma_k] v_{dc} \quad (2.64)$$

A tensão v_{dc} aos terminais do banco de condensadores C é determinada pela equação [2] dada por:

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} \left(\sum_{k=1}^3 \gamma_k i_k - \sum_{k=4}^6 \gamma_k i_k \right) \quad (2.65)$$

A metodologia aplicada para a determinação das tensões u_{sk} aos terminais do inversor e das correntes de fase i_k para a corrente de saída do inversor e entrada do filtro com $k \in \{4, 5, 6\}$, é semelhante à metodologia aplicada no estudo do retificador [2].

As tensões u_{sk} aos terminais do inversor em função das variáveis de comutação e da tensão v_{dc} aos terminais do banco de condensadores C [2] são dadas por:

$$u_{sk} = \frac{1}{3} \left(2 \gamma_k - \sum_{\substack{j=4 \\ j \neq k}}^6 \gamma_j \right) v_{dc} \quad k \in \{4, 5, 6\} \quad (2.66)$$

O conversor eletrónico de potência de dois níveis é modelado desde (2.55) até (2.66).

2.5. Controladores PI

No SEE em estudo, os controladores utilizados utilizam a ação proporcional e a ação integral, i.e., controladores PI. Estes controladores estão inseridos na regulação da tensão DC, na regulação da corrente, na regulação da velocidade e na regulação do controlo do ângulo de *pitch* da pá.

Os valores dos ganhos proporcionais e dos ganhos integrais utilizados neste SEE são apresentados na Tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Valores dos ganhos proporcionais e dos ganhos integrais

Local	Ganho Proporcional	Ganho Integral
Tensão DC	8	400
Corrente do lado da rede	0.83	5
Regulador de velocidade	3	0.6
Corrente do lado do rotor	0.6	8
Regulador de potência reativa	-	0.05
Regulador de tensão	-	20
Controlador do ângulo de <i>pitch</i>	150	-
Compensação do ângulo de <i>pitch</i>	3	30

O controlador PI no domínio do tempo [75] é dado por:

$$u(t) = K_p e(t) + \frac{K_p}{T_i} \int_0^t e(t) dt \quad (2.67)$$

O sinal de erro, $e(t)$, entre a referência e a saída, i.e., o erro de controlo [75] é dado por:

$$e(t) = s(t) - y(t) \quad (2.68)$$

sendo s o sinal de referência, y o sinal de saída do sistema e u o sinal de controlo. Os parâmetros de controlo são definidos como ganho proporcional K_p e constante de tempo integral T_i [75].

A função de transferência do controlador PI [75] é dada por:

$$U(s) = K_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) E(s) \quad (2.69)$$

O diagrama de blocos de um controlador PI [75] é representado na Figura 2.19.

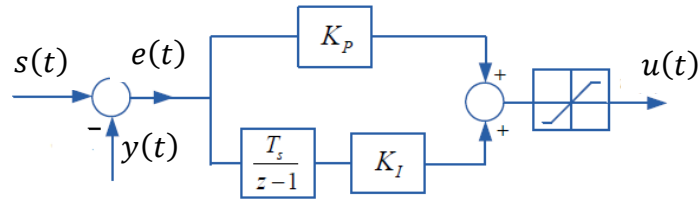


Figura 2.19 – Controlador PI com saturação [75].

A equação às diferenças que traduz a ação do controlador PI [75] é dada por:

$$\begin{cases} u(t) = u(t-1) + K_p e(t) + (K_i T_s - K_p) e(t-1) \\ e(t) = s(t) - y(t) \end{cases} \quad (2.70)$$

sendo K_i o ganho integral e T_s o tempo de amostragem.

CAPÍTULO

3

Modelo Computacional

Neste capítulo, é apresentado o modelo computacional utilizado para a obtenção dos resultados numéricos. A modelação do SEE utilizado no modelo computacional foi apresentada no Capítulo 2.

3. Modelo Computacional

Neste capítulo é apresentado o modelo computacional utilizado para a obtenção dos resultados numéricos do SEE, cuja modelação foi apresentada no Capítulo 2.

O modelo utilizado é do *Matlab/Mathworks*, denominado de *power_wind_dfig_det* [95]. O modelo considera um SEE com seis TEEH com um valor de potência nominal de 1.5 MW ligado à rede elétrica através de uma linha com um comprimento de 30 km e respetivos transformadores elevadores de tensão. Para as simulações de falhas são alterados parâmetros e ligações do modelo apresentado neste Capítulo.

3.1. Diagrama e Esquema Global do Modelo Computacional

O diagrama global do modelo computacional utilizado é apresentado na Figura 3.1. No diagrama estão representadas as partes principais do modelo sendo estas as seis TEEH, o conversor AC-DC-AC associado a cada uma das TEEH, o transformador de 25 kV / 575 V, a linha elétrica com um comprimento de 30 km, o transformador de 120 kV / 25 kV e, por fim, a rede elétrica.

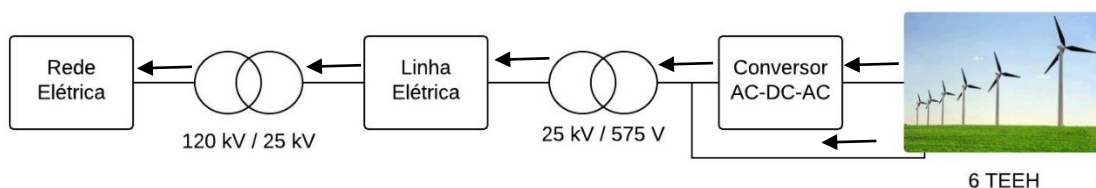


Figura 3.1 – Diagrama global do modelo computacional.

O esquema global do modelo computacional do programa *Matlab / Simulink* é apresentado na Figura 3.2. O conversor AC-DC-AC está dentro do bloco *DFIG Wind Turbine*.

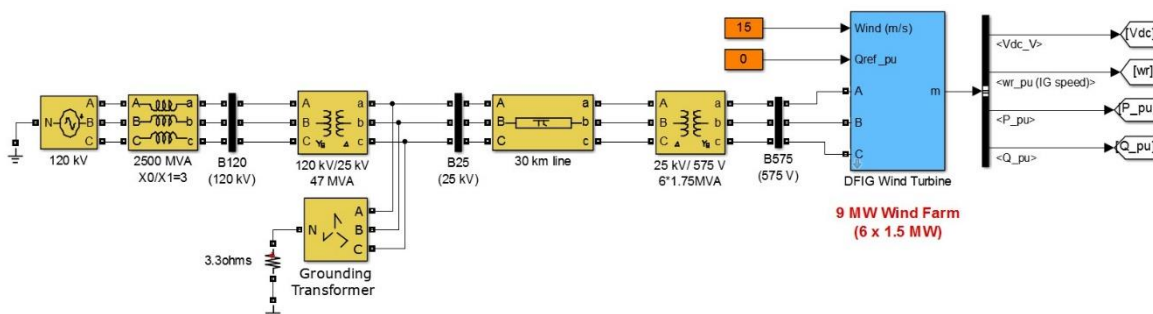


Figura 3.2 – Esquema global do modelo computacional.

3.2. Bloco DFIG Wind Turbine

O bloco *DFIG Wind Turbine* onde se encontra o gerador de indução e o conversor de dois níveis é apresentado na Figura 3.3. Neste bloco existe também um filtro e um *choke*. Entre o retificador e o inversor existe um banco de condensadores, C1, um conversor de dois níveis e um transformador de potência.

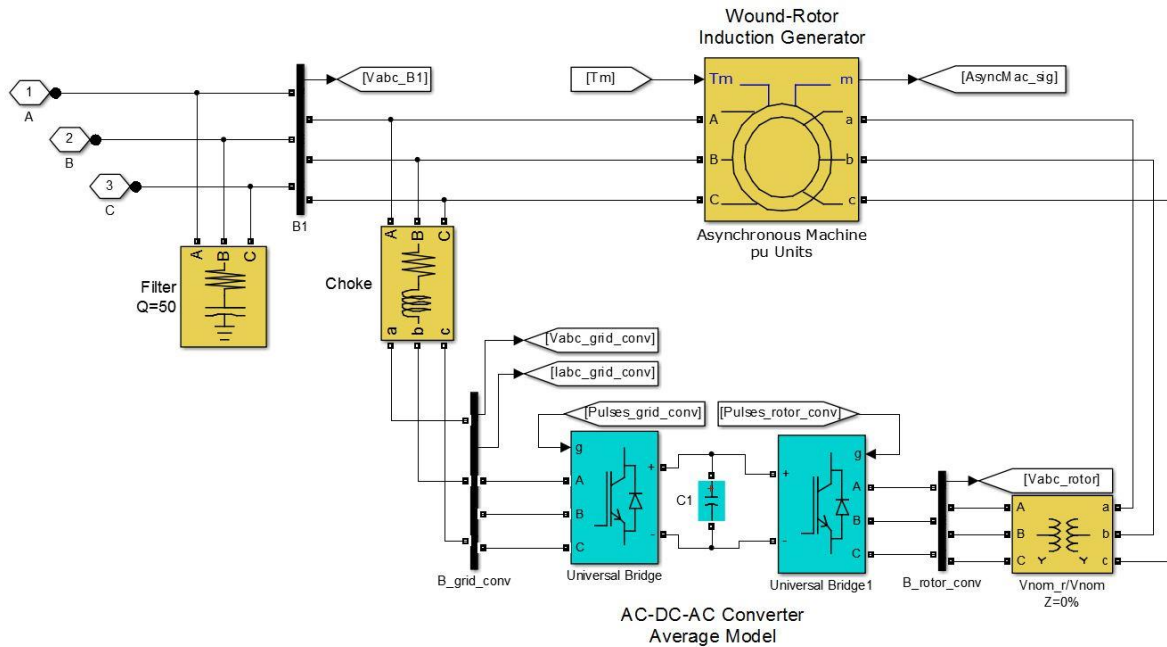


Figura 3.3 – Bloco *DFIG Wind Turbine*.

3.3. Bloco Turbine and Drive Train

O bloco *Turbine and Drive Train* onde é obtido o valor do binário mecânico é apresentado na Figura 3.4. O bloco *Wind Turbine* e o bloco *Drive Train* são apresentados na Figura 3.5 e na Figura 3.6, respetivamente.

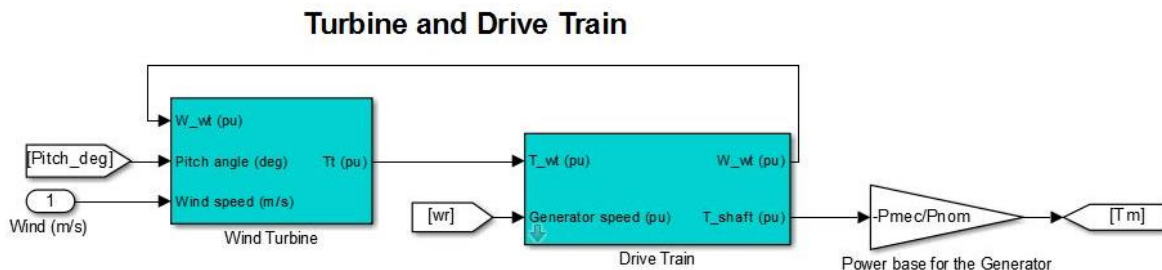


Figura 3.4 – Bloco *Turbine and Drive Train*.

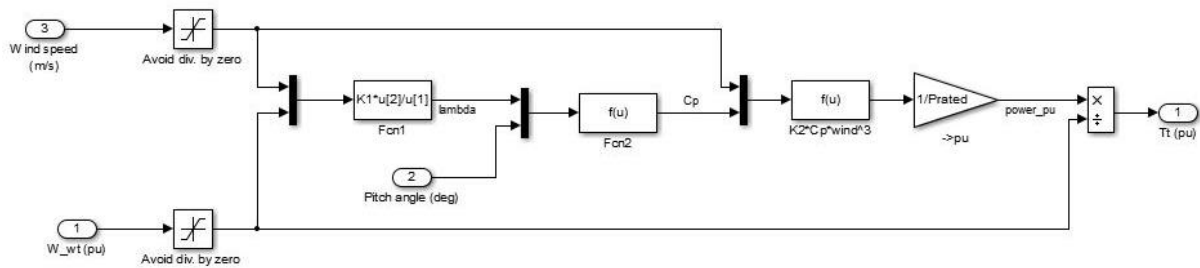


Figura 3.5 –Bloco *Wind Turbine*.

Wind turbine drive train based on a 2-masse model

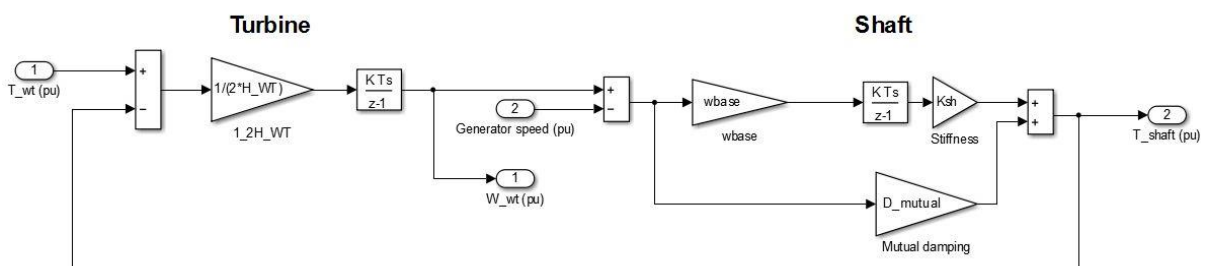


Figura 3.6 – Bloco *Drive Train*.

3.4. Bloco *Control*

As entradas e saídas do bloco *Control* onde é realizado o controlo da TEEH é apresentado na Figura 3.7. O bloco *Control* é apresentado na Figura 3.8 e está dividido em quatro outros blocos: *Filtering and Measurements* onde são obtidas as variáveis necessárias ao funcionamento do gerador de indução; *Grid-Side Converter Control System* onde é efetuado o controlo do conversor do lado da rede, i.e., o controlo do inversor; *Rotor-Side Converter Control System* onde é efetuado o controlo do conversor do lado do gerador de indução, i.e., o controlo de retificador; *Speed regulator & Pitch Control* onde é regulada a velocidade de rotação do rotor e onde é regulado o ângulo de *pitch* da TEEH.

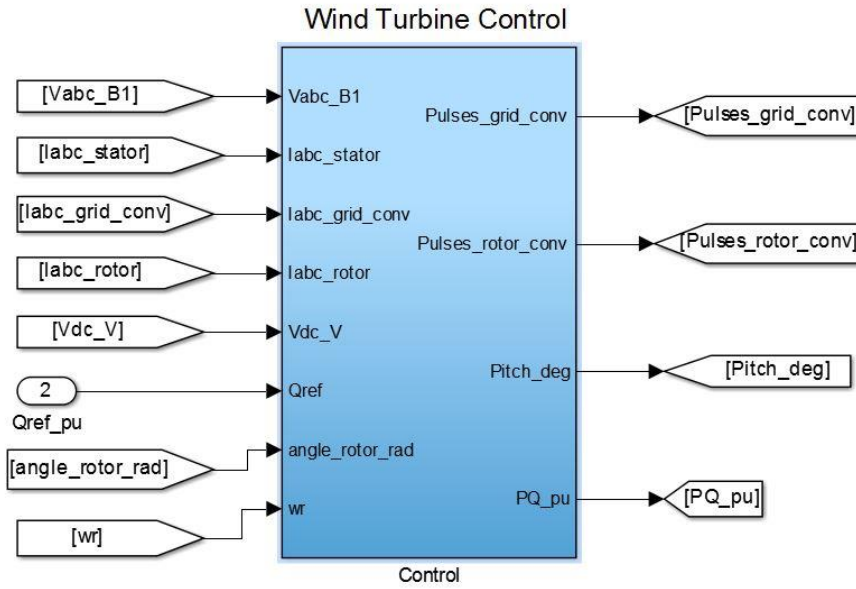


Figura 3.7 – Entradas e saídas do bloco *Control*.

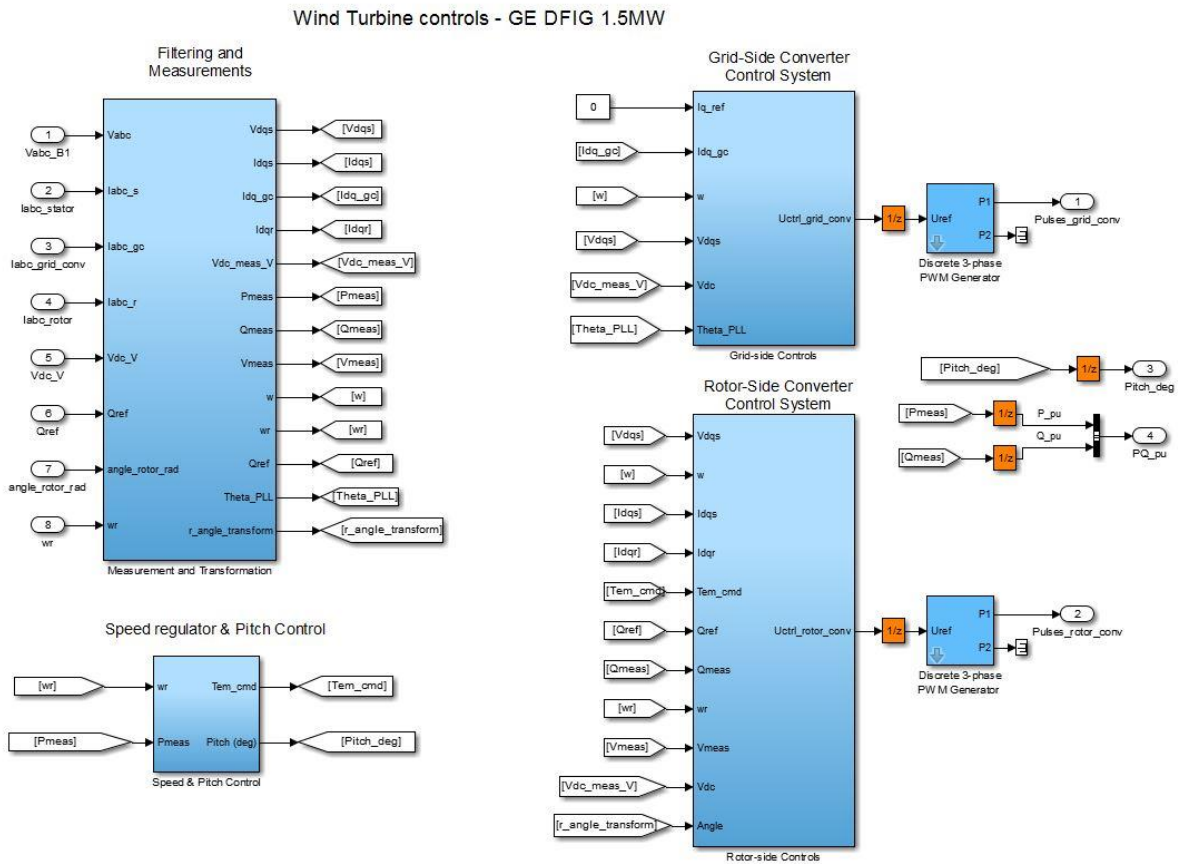


Figura 3.8 – Bloco *Control*.

3.5. Bloco para a obtenção das figuras

O bloco com indicação das variáveis utilizadas para registo e leituras dos sinais importantes é apresentado na Figura 3.9. A tensão e a corrente no barramento de 575 V e no barramento de 25 kV são apresentadas em pu, bem como a velocidade angular de rotação do rotor da TEHH. A tensão DC na etapa contínua do conversor é apresentada em V e a potência ativa e a potência reativa são apresentadas em MW e Mvar, respetivamente.

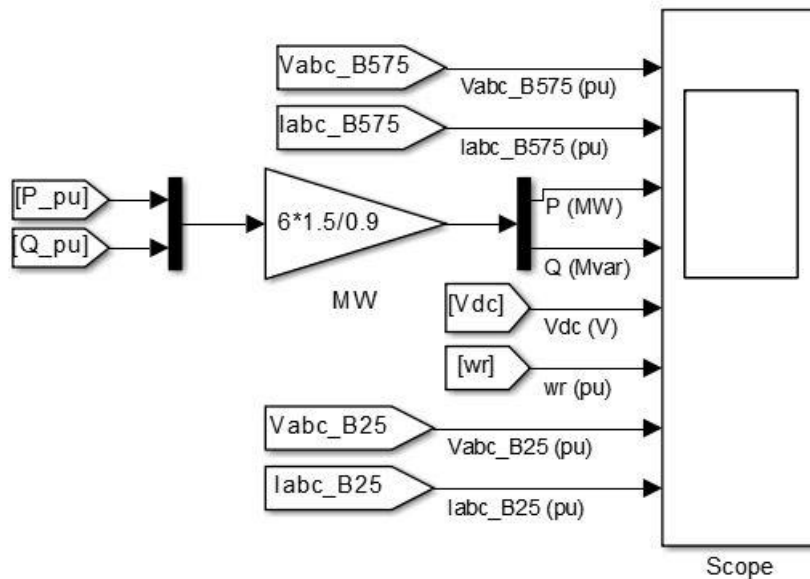


Figura 3.9 – Bloco para a obtenção das figuras.

3.6. Blocos para a simulação das falhas

Os blocos para a simulação das falhas estudadas são apresentados da Figura 3.10 à Figura 3.19.

- **Falha 1** – Falha no banco de condensadores C1 na etapa contínua do conversor:

Nesta falha foram retiradas as ligações do banco de condensadores C1 na etapa contínua do conversor tal como se apresenta na Figura 3.10.

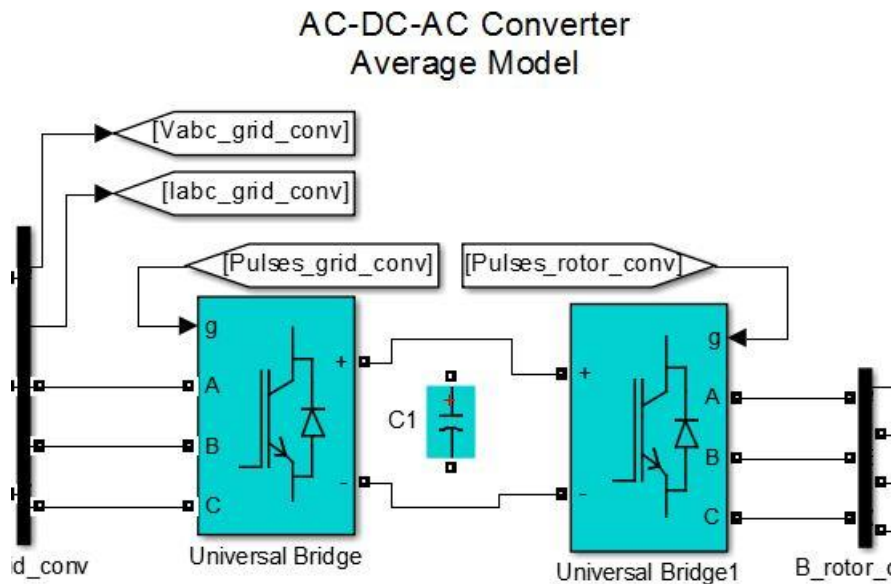


Figura 3.10 – Alteração para a simulação da falha 1.

- **Falha 2** – Falha no transformador regulador de potência após o gerador:

Nesta falha foram retiradas as ligações do transformador regulador de potência à saída do gerador, i.e., o gerador de indução está ligado diretamente ao conversor AC-DC-AC tal como se apresenta na Figura 3.11.

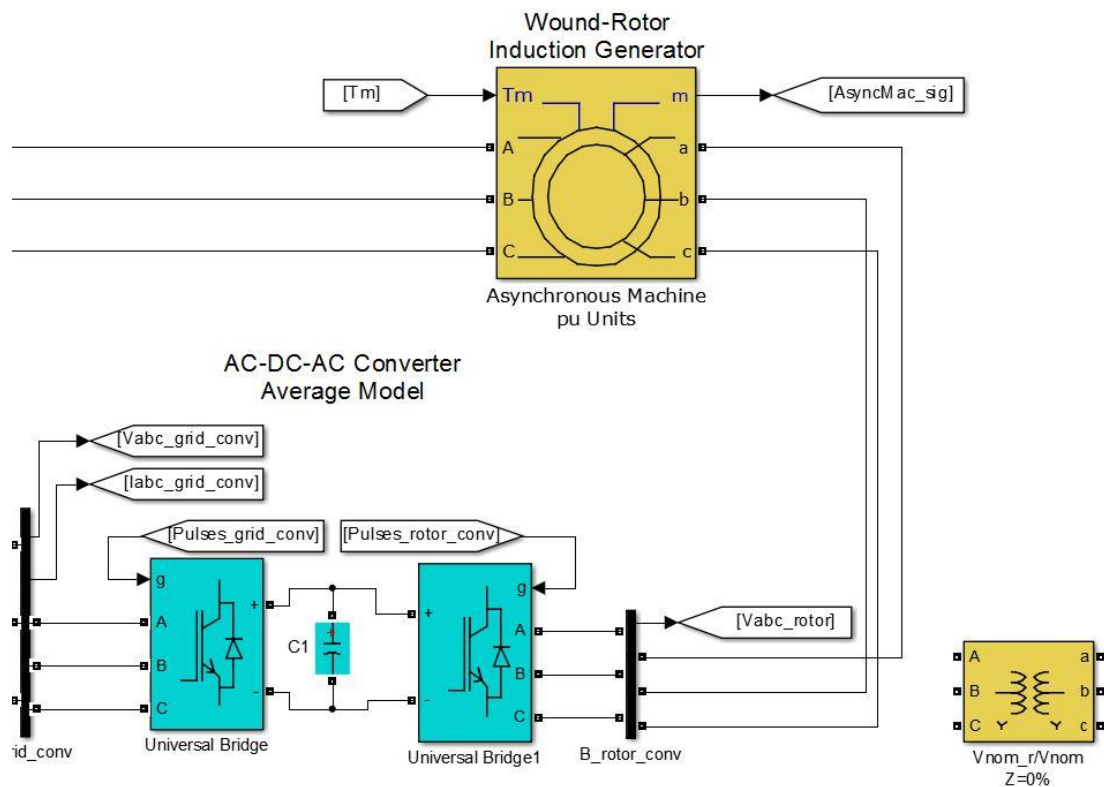


Figura 3.11 – Alteração para a simulação da falha 2.

- **Falha 3** – Perda da fase C no retificador, i.e., do lado do gerador:

Nesta falha foi retirada a ligação da fase C no retificador, i.e., do lado do gerador tal como se apresenta na Figura 3.12.

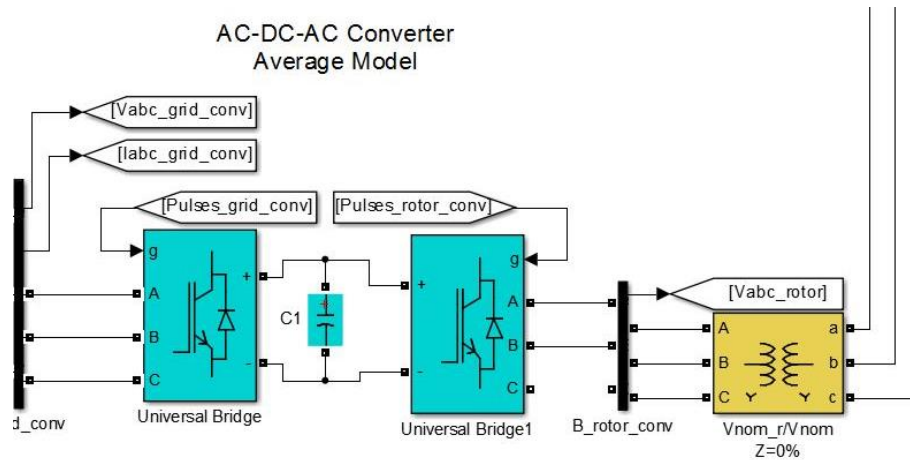


Figura 3.12 – Alteração para a simulação da falha 3.

- **Falha 4** – Diminuição do valor da resistência da linha elétrica:

Nesta falha foi diminuído o valor da resistência da linha elétrica tal como se apresenta na Figura 3.13.

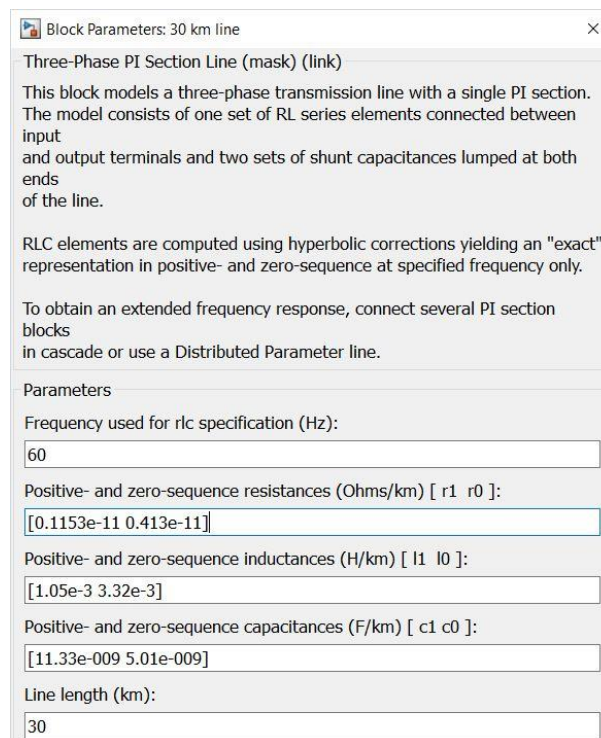


Figura 3.13 – Alteração para a simulação da falha 4.

- **Falha 5** – Aumento do valor da resistência da linha elétrica:

Nesta falha foi aumentado o valor da resistência da linha elétrica tal como se apresenta na Figura 3.14.

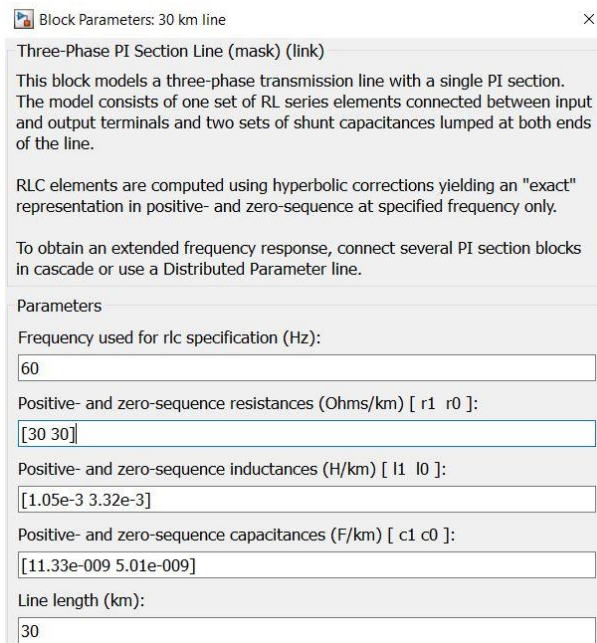


Figura 3.14 – Alteração para a simulação da falha 5.

- **Falha 6** – Diminuição do valor da resistência e da indutância do estator do gerador:

Nesta falha foi diminuído o valor da resistência e da indutância do estator do gerador tal como se apresenta na Figura 3.15.

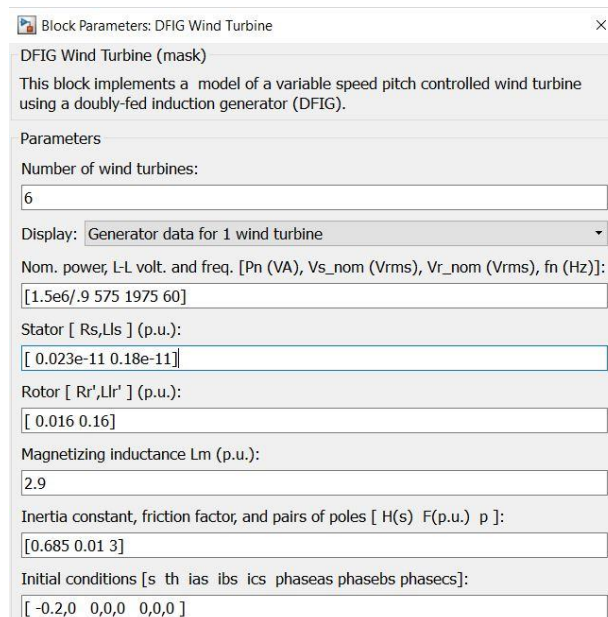


Figura 3.15 – Alteração para a simulação da falha 6.

- **Falha 7** – Aumento do valor da resistência e da indutância do estator do gerador:

Nesta falha foi aumentado o valor da resistência e da indutância do estator do gerador tal como se apresenta na Figura 3.16.

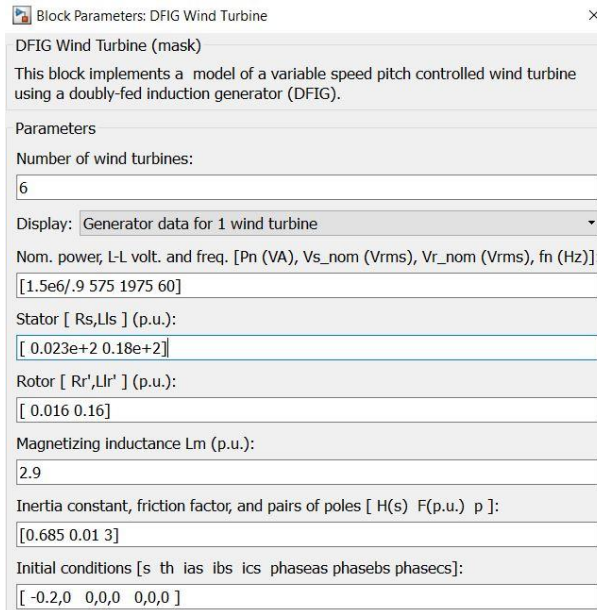


Figura 3.16 – Alteração para a simulação da falha 7.

- **Falha 8** – Troca de fases à entrada do retificador:

Nesta falha foi efetuada a troca entre a fase A e a fase B à entrada do retificador tal como se apresenta na Figura 3.17.

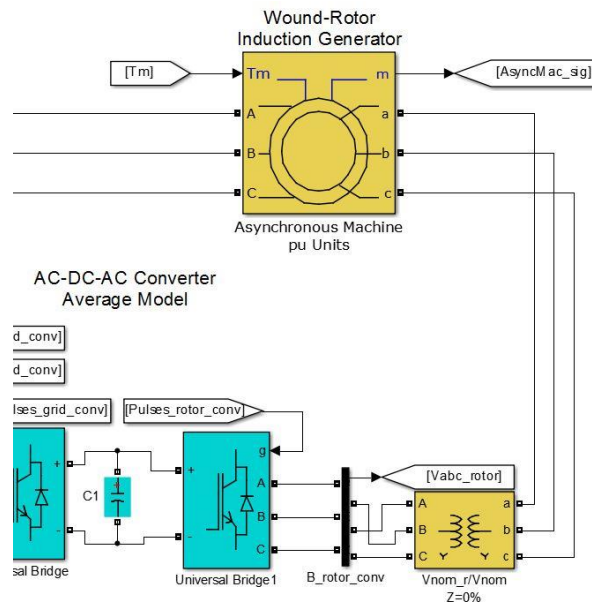


Figura 3.17 – Alteração para a simulação da falha 8.

- **Falha 9** – Troca de fases à saída do gerador:

Nesta falha foi efetuada a troca entre a fase A e a fase C à saída do gerador tal como se apresenta na Figura 3.18.

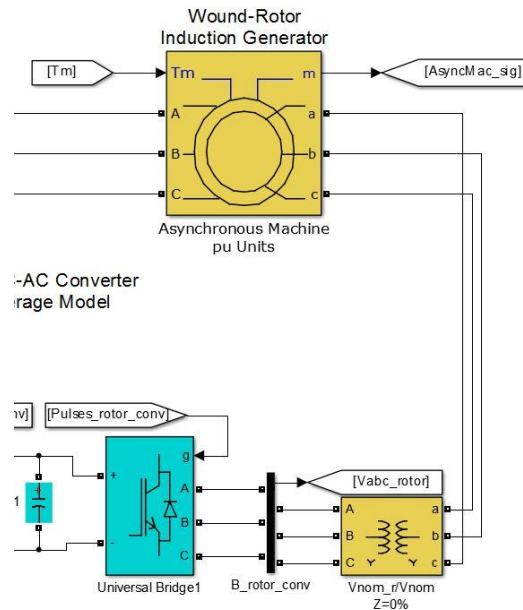


Figura 3.18 – Alteração para a simulação da falha 9.

- **Falha 10** – Troca de fases à saída do *Choke*:

Nesta falha foi efetuada a troca entre a fase A e a fase C à saída do *Choke* tal como se apresenta na Figura 3.19.

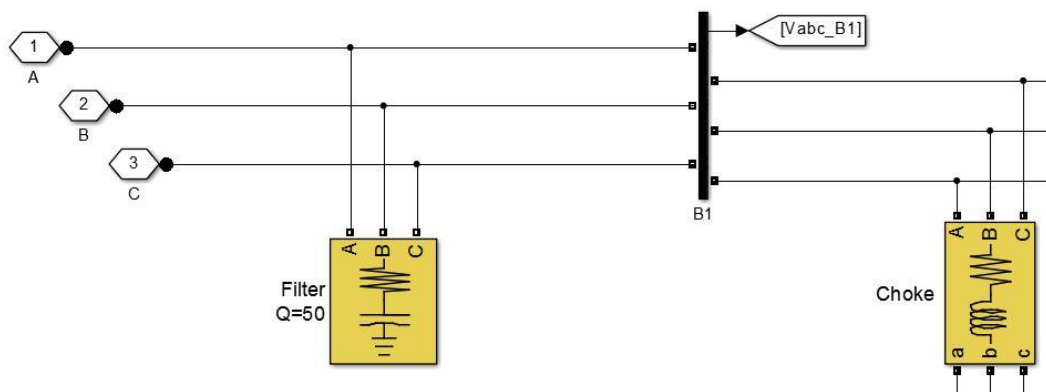


Figura 3.19 – Alteração para a simulação da falha 10.

CAPÍTULO

4

Resultados da Simulação Computacional

Neste capítulo, recorrendo a simulações computacionais, são apresentados os resultados numéricos obtidos e conclusões sobre o desempenho de um Sistema de Energia Eólica (cuja modelação foi apresentada no Capítulo 2) quando se depara com falhas no conversor AC-DC-AC, no transformador regulador da potência, na linha elétrica ou no gerador.

4. Resultados da Simulação Computacional

Neste capítulo são apresentados os resultados numéricos provenientes das simulações computacionais e conclusões sobre o comportamento de um SEE numa situação de falha, cuja modelação foi apresentada no Capítulo 2.

O SEE é constituído por seis turbinas eólicas de velocidade variável, cada uma tem uma potência nominal com um valor de 1.5 MW, com um sistema mecânico de transmissão de energia, um gerador de indução com rotor duplamente alimentado, uma caixa de velocidades e um conversor eletrónico de potência de dois níveis. Para o sistema mecânico de transmissão de energia é estudado o desempenho do SEE tendo em consideração que o veio é descrito por duas massas. Para o conversor eletrónico de potência é estudado o desempenho do SEE tendo em consideração que é descrito por um conversor de dois níveis. O vento incidente é constante com um valor de velocidade de 15 m/s.

O SEE está ligado a uma rede elétrica numa subestação que possui um transformador de 120 kV / 25 kV e uma potência nominal com um valor de 47 MW. Por sua vez, entre o SEE e a subestação há um transformador de 25 kV / 575 V e uma potência nominal com um valor de 10.5 MW e uma linha elétrica com 30 km de comprimento.

O objetivo das simulações computacionais é observar o comportamento dinâmico do SEE quando sujeito a avarias:

- Falha no banco de condensadores C1 na etapa contínua do conversor;
- Falha no transformador regulador da potência após o gerador;
- Perda da fase C no retificador, i.e., do lado do gerador;
- Diminuição do valor de resistência da linha elétrica;
- Aumento do valor de resistência da linha elétrica;
- Diminuição do valor da resistência e da indutância do estator do gerador;
- Aumento do valor da resistência e da indutância do estator do gerador;
- Troca de fases à entrada do retificador;
- Troca de fases à saída do gerador;
- Troca de fases à saída do *Choke*.

Os modelos matemáticos para estudar o desempenho do SEE ligado à rede elétrica foram implementados em *Matlab* e *Simulink* por modificação do modelo do *Matlab/Mathworks*, tendo sido utilizado para solução das equações de estado que traduzem o comportamento dinâmico do sistema, o método de integração de discreto (*discrete, no continuous states*) e do tipo *fixed-step* para um horizonte temporal de 200 ms.

O SEE tem uma potência nominal com um valor de 9 MW (6×1.5 MW) e os parâmetros utilizados nas simulações computacionais que caracterizam o SEE são indicados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Parâmetros do SEE

Parâmetro do SEE	Valor	Unidade
Potência nominal do gerador	1.5	MW
Velocidade de <i>Cut-in</i>	3.5	m/s
Velocidade de <i>Cut-off</i>	25	m/s
Velocidade nominal do vento	12	m/s
Número de pás	3	-
Diâmetro do rotor	77	m
Frequência da rede elétrica	60	Hz
Número de pares de polos do gerador	3	-
Altura do cubo do rotor	80	m

4.1. Simulação 1 – Regime Normal de Funcionamento

O objetivo desta simulação computacional é observar o comportamento dinâmico do SEE quando em regime normal de funcionamento de modo a que possa servir de base de comparação com as restantes simulações quando o SEE está sujeito a falhas.

Tensão e Corrente no Barramento de 575 V

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 575 V, i.e., entre a linha elétrica/transformador 25 kV / 575 V e o SEE. Os resultados obtidos estão em pu sendo que, é considerada uma potência de base de 10 MVA e uma tensão de base de 575 V. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.1. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.2.

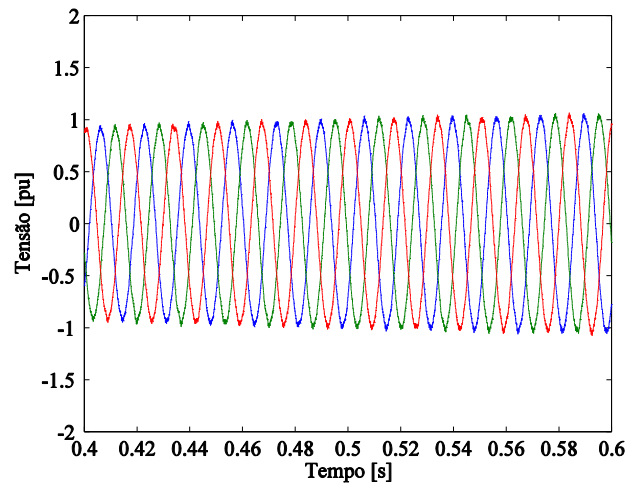


Figura 4.1 – Tensão no barramento de 575 V.

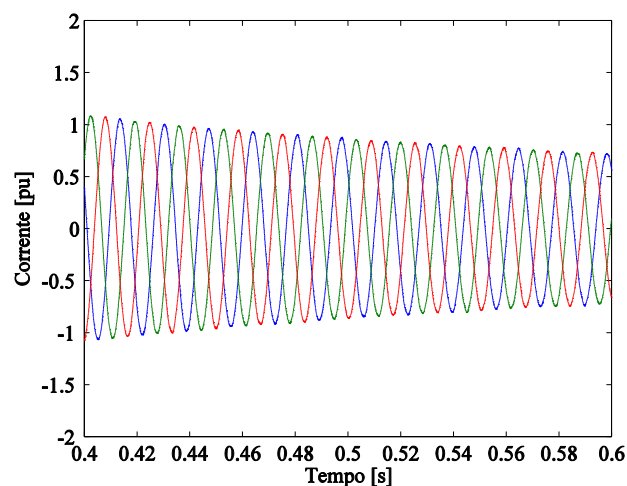


Figura 4.2 – Corrente no barramento de 575 V.

Potências Ativa e Reativa

As potências ativa e reativa são medidas no barramento de 575 V utilizando o bloco de simulação de *Control* da *DFIG Wind Turbine*. A potência ativa é apresentada na Figura 4.3. A potência reativa é apresentada na Figura 4.4.

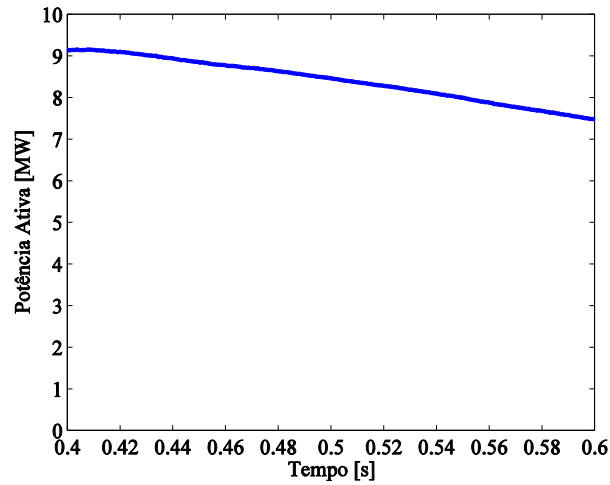


Figura 4.3 – Potência ativa.

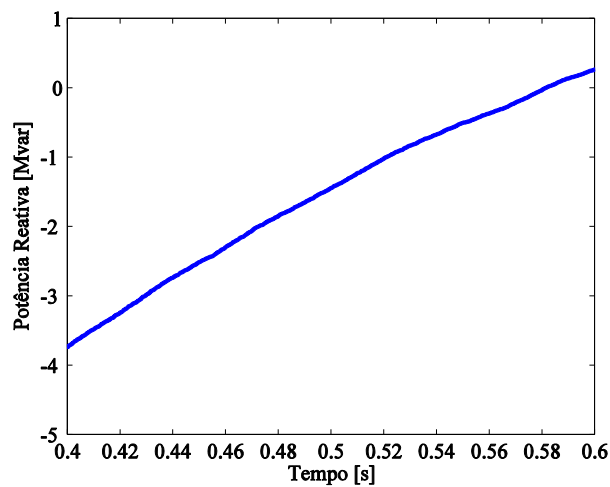


Figura 4.4 – Potência reativa.

Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor

A tensão DC é medida na etapa contínua do conversor, i.e., no banco de condensadores C1, sendo a capacitância do banco de condensadores de 10 mF e a tensão nominal na etapa DC de 1150 V. A tensão DC é apresentada na Figura 4.5.

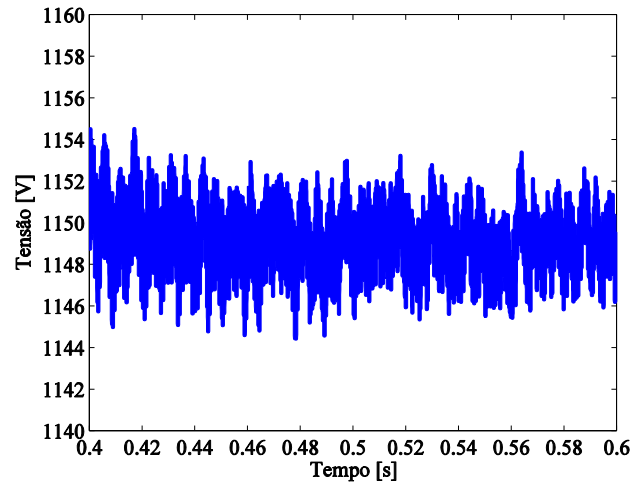


Figura 4.5 – Tensão DC.

Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina

A velocidade angular de rotação do rotor da turbina é obtida utilizando o bloco de *Asynchronous Machine pu Units*. A velocidade angular de rotação do rotor da turbina é apresentada na Figura 5.6.

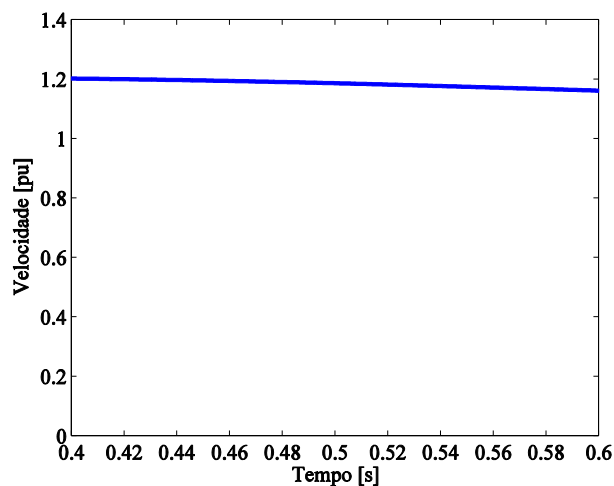


Figura 4.6 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 25 kV, i.e., entre a linha e o transformador 120 kV / 25 kV é apresentada. Os resultados obtidos estão em pu sendo considerada uma potência de base de 10 MVA e uma tensão de base de 25 kV. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.7. A corrente medida é apresentada na Figura 4.8.

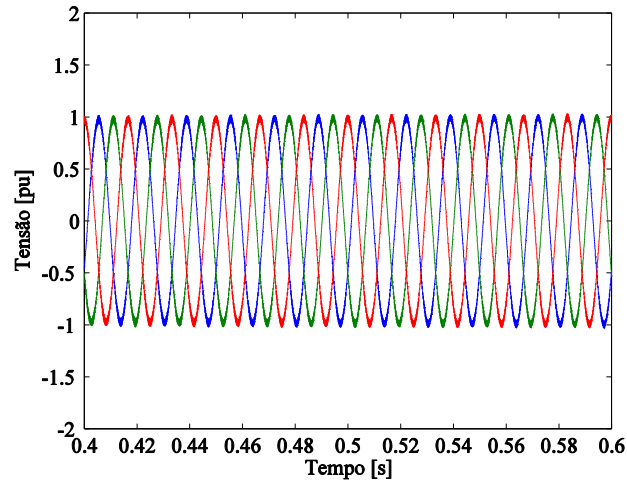


Figura 4.7 – Tensão no barramento de 25 kV.

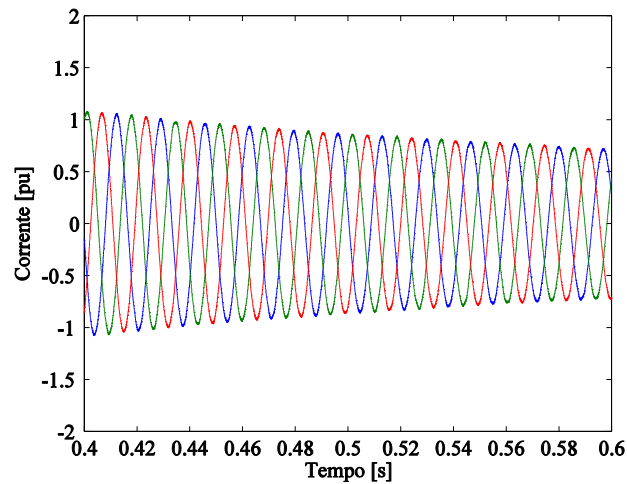


Figura 4.8 – Corrente no barramento de 25 kV.

4.2. Simulação 2 - Falha no Banco de Condensadores C1

O banco de condensadores C1, entre o retificador e o inversor tem como função manter a tensão constante na etapa contínua do conversor.

O objetivo da simulação computacional foi observar o comportamento dinâmico do SEE sujeito a uma falha no banco de condensadores C1, i.e., a perda do banco de condensadores.

Tensão e Corrente no Barramento de 575 V

Esta simulação permite visualizar a evolução da tensão e da corrente no barramento de 575 V. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.9. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.10.

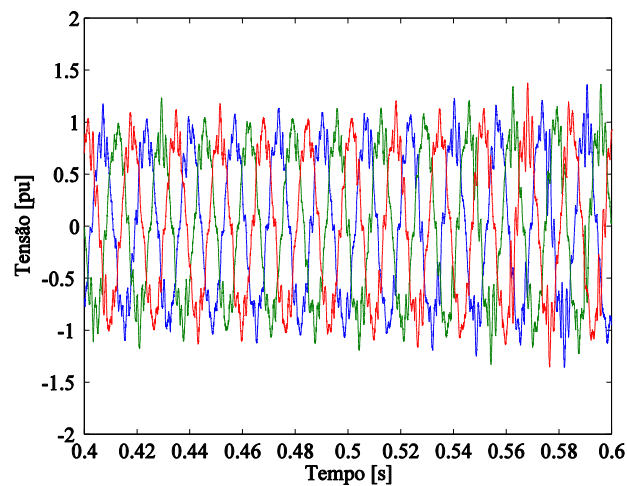


Figura 4.9 – Tensão no barramento de 575 V.

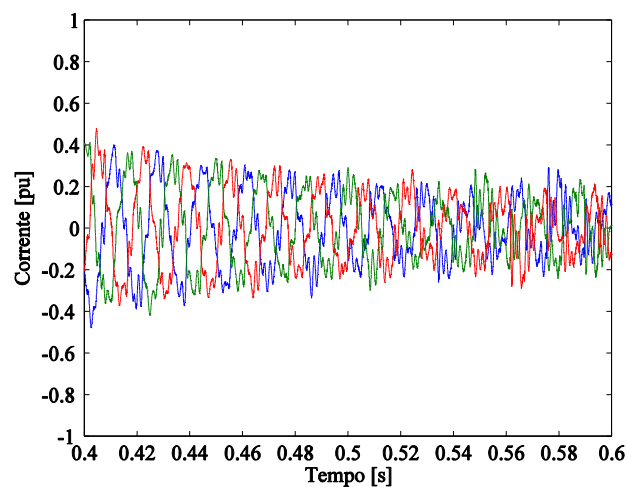


Figura 4.10 – Corrente no barramento de 575 V.

Na Figura 4.9 e na Figura 4.10, comparando com a Figura 4.1 e com a Figura 4.2, é verificado que em situação de falha no banco de condensadores C1, a tensão e a corrente não têm valores constantes e apresentam uma significativa distorção harmónica.

Potências Ativa e Reativa

A potência ativa é apresentada na Figura 4.11. A potência reativa é apresentada na Figura 4.12.

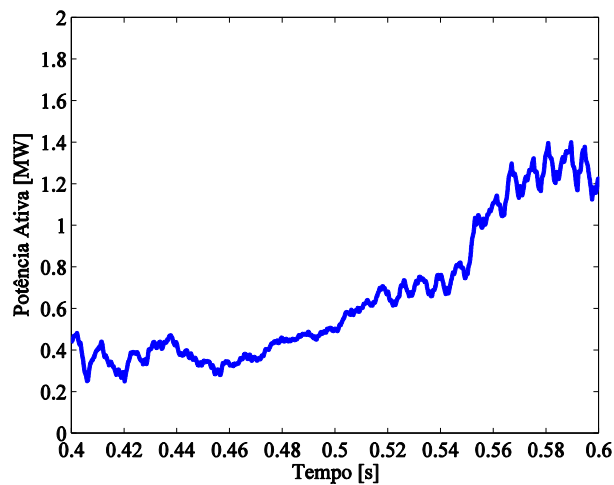


Figura 4.11 – Potência ativa.

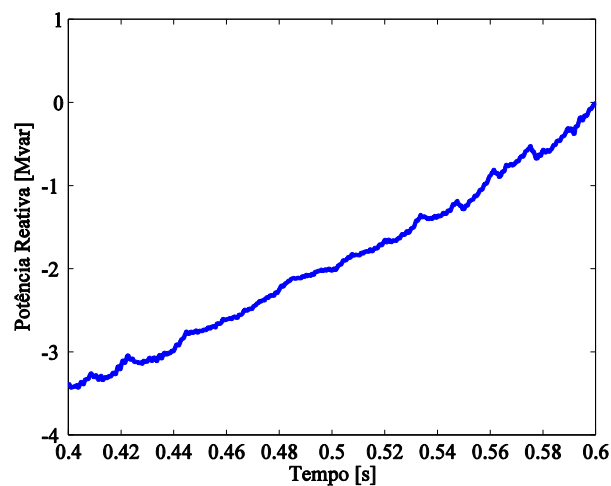


Figura 4.12 – Potência reativa.

Na Figura 4.11 e na Figura 4.12 é verificado que em situação de falha no banco de condensadores C1, o valor da potência ativa, para o horizonte temporal simulado, tem uma tendência crescente para valores entre 0 MW e 2 MW, enquanto que, em regime normal de funcionamento, a potência ativa tem uma tendência decrescente com valores entre 5 MW e 10 MW.

Em relação à potência reativa, não existem diferenças significativas como aconteceu com os valores da potência ativa. Numa situação de falha no banco de condensadores C1, a potência reativa varia entre valores de, aproximadamente, - 3.5 Mvar e 0 Mvar, enquanto que, no caso do regime normal de funcionamento, a potência reativa varia entre valores de, aproximadamente, - 4 Mvar e 0.5 Mvar e, em ambas as situações, para o tempo simulado, a potência reativa tem uma tendência crescente apesar de que, com a falha no banco de condensadores C1, a potência não tem uma evolução tão linear como na situação em regime de funcionamento com velocidade de rotação e conversão de energia estáveis, apresentando oscilações ao longo do tempo.

Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor

A tensão DC na etapa contínua do conversor, nesta simulação, não é a tensão no banco de condensadores C1 porque, nesta simulação, o banco de condensadores não se encontra ligado.

Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina

A velocidade angular de rotação do rotor da turbina é apresentada na Figura 4.13.

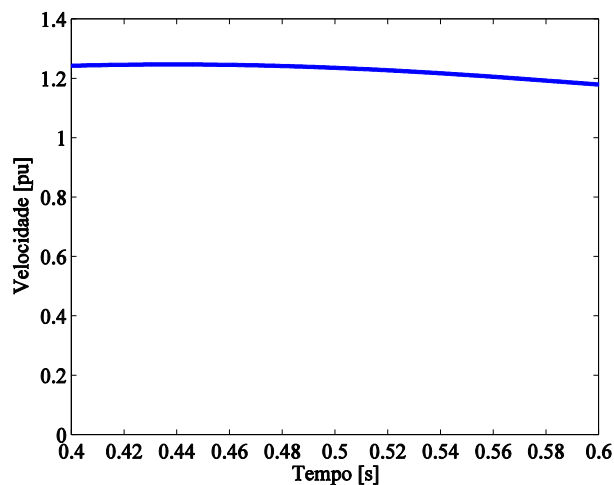


Figura 4.13 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Na Figura 4.13, comparando com a Figura 4.6, é verificado que a evolução da velocidade angular de rotação do rotor da turbina tem um comportamento semelhante sendo que, em situação de falha do banco de condensadores C1, o rotor possui uma velocidade angular ligeiramente superior.

Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 25 kV é apresentada. A potência de base considerada tem um valor de 10 MVA e a tensão de base é de 25 kV. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.14. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.15.

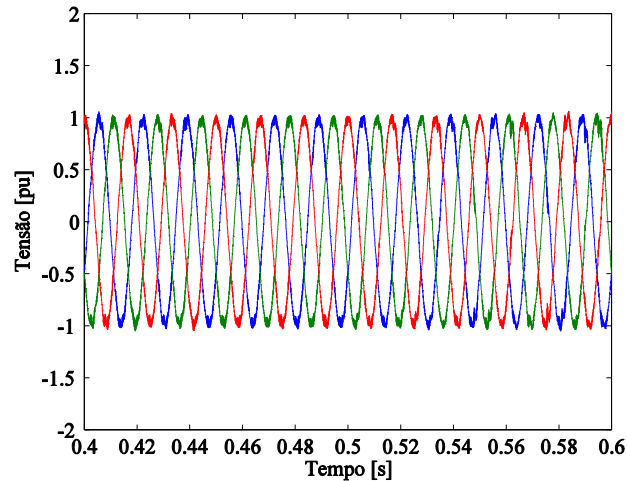


Figura 4.14 – Tensão no barramento de 25 kV.

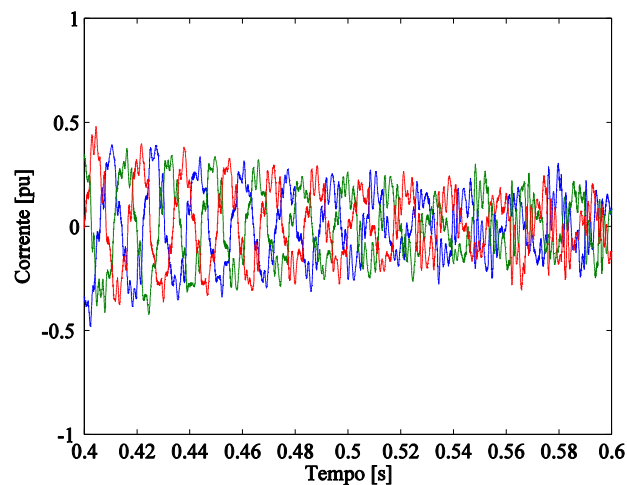


Figura 4.15 – Corrente no barramento de 25 kV.

Na Figura 4.14 e na Figura 4.15, comparando com a Figura 4.7 e com a Figura 4.8, é verificado que em situação de falha no banco de condensadores C1, a tensão permanece com o mesmo comportamento ao contrário da corrente que, apesar de ter o mesmo comportamento, tem uma significativa distorção harmónica devido à inexistência do banco de condensadores C1.

4.3. Simulação 3 - Falha no Transformador à Saída do Gerador

O transformador V_{nom_r}/V_{nom} $Z=0\%$, que está colocado entre o gerador e o conversor AC-DC-AC, tem uma relação de espiras expressa por: $n_s/n_r = V_{nom}/V_{nom_r}$ em que V_{nom} é o valor médio da tensão nominal entre fases do estator enquanto que V_{nom_r} é o valor médio da tensão nominal entre fases do lado do rotor. O transformador redutor de tensão 1975 V / 575 V tem o primário e o secundário em estrela e está ligado ao conversor AC-DC-AC.

O objetivo da simulação computacional foi o de observar o comportamento dinâmico do SEE sujeito a uma falha no transformador à saída do gerador. A simulação foi efetuada sem as ligações no transformador, i.e., o gerador está diretamente ligado ao conversor AC-DC-AC.

Tensão e Corrente no Barramento de 575 V

Nesta simulação é estudada a evolução da tensão e da corrente no barramento de 575 V. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.16. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.17.

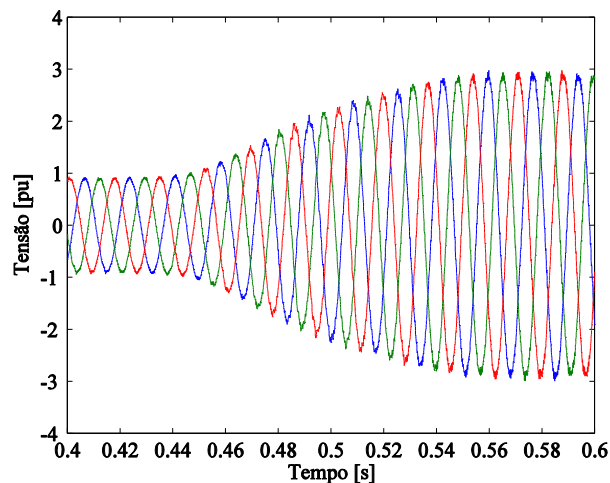


Figura 4.16 – Tensão no barramento de 575 V.

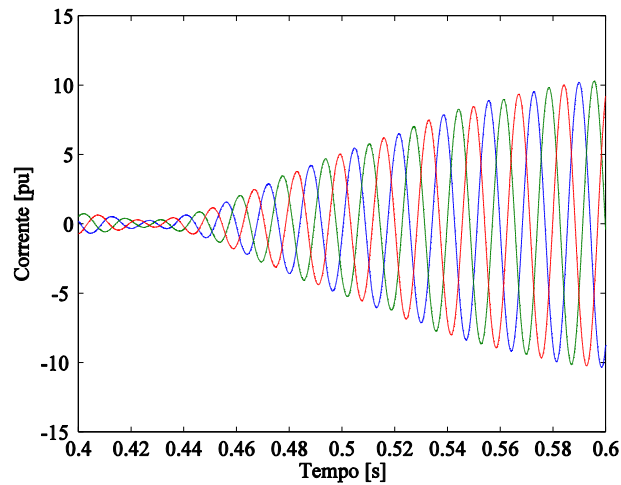


Figura 4.17 – Corrente no barramento de 575 V.

Na Figura 4.16 e na Figura 4.17, comparando com a Figura 4.1 e com a Figura 4.2, é verificado que em situação de falha no transformador à saída do gerador, a tensão no barramento de 575 V, durante 0,45 s possui o mesmo comportamento que em situação de regime normal de funcionamento mas, com o decorrer do tempo, a tensão aumenta para uma amplitude de 3 pu, i.e., 3 vezes superior ao comportamento da tensão em situação de regime normal de funcionamento.

Em relação ao comportamento da corrente no barramento de 575 V, é diferente do que acontece em situação de regime normal de funcionamento. Em situação de falha no transformador à saída do gerador, a onda da corrente, no período de tempo simulado, começa por ter uma amplitude de, aproximadamente, 1 pu. Aos 0,43 s tem uma amplitude quase nula e, após os 0,44 s, tem uma tendência crescente sendo que, a amplitude da corrente chega a atingir os 10 pu pelo que as proteções do SEE numa situação como esta iriam atuar. Contrariamente, em situação de regime normal de funcionamento, a corrente no barramento de 575 V, começa por ter uma amplitude de, aproximadamente, 1 pu e, tem uma tendência decrescente sendo que, a amplitude da onda da corrente atinge, aproximadamente, os 0,7 pu correspondendo a uma diminuição do valor de amplitude da corrente em cerca de 7%, relativamente à situação de falha no transformador à saída do gerador.

Potências Ativa e Reativa

A potência ativa é apresentada na Figura 4.18. A potência reativa é apresentada na Figura 4.19.

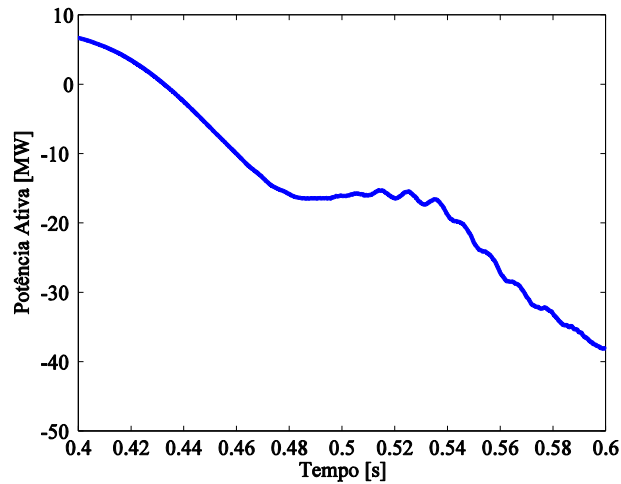


Figura 4.18 – Potência ativa.

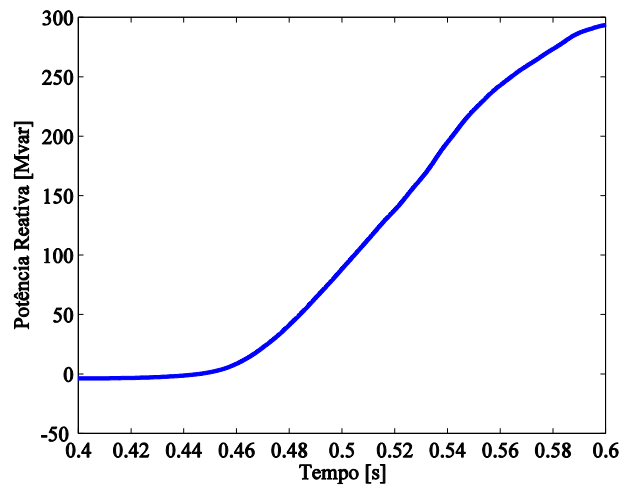


Figura 4.19 – Potência reativa.

Na Figura 4.18 e na Figura 4.19, comparando com a Figura 4.3 e com a Figura 4.4, é verificado que em situação de falha no transformador à saída do gerador, a potência ativa, para o horizonte temporal simulado, tem três partes diferentes: até aos 0,48 s, a curva da potência ativa decresce atingindo valores negativos, aproximadamente, - 15 MW. Dos 0,48 s e até, aproximadamente, aos 0,52 s, a potência ativa tem um comportamento estável e após os 0,52 s volta novamente a ter uma tendência decrescente atingindo valores negativos de, aproximadamente, - 40 MW. Isto acontece porque a rede elétrica injeta energia no sistema.

Em relação à potência reativa, na situação de falha no transformador à saída do gerador, apresenta sempre uma tendência crescente, iniciando em valores negativos muito próximos de zero e, no fim do horizonte temporal simulado, quase que atinge os 300 Mvar. Quando comparando com a situação de regime normal de funcionamento, é verificado que, apesar de em ambas as situações a potência reativa apresentar uma tendência crescente, em situação de regime normal de funcionamento e, para o horizonte temporal simulado, a potência reativa só após os 0.58 s atinge valores positivos enquanto que em situação de falha no transformador à saída do gerador, a potência reativa atinge valores positivos aos 0.44 s e atinge valores bastante superiores do que em situação normal. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor

A tensão DC na etapa contínua do conversor, nesta simulação, volta a ser a tensão no condensador C1 visto que, o condensador voltou a ser ligado sendo apresentada na Figura 4.20.

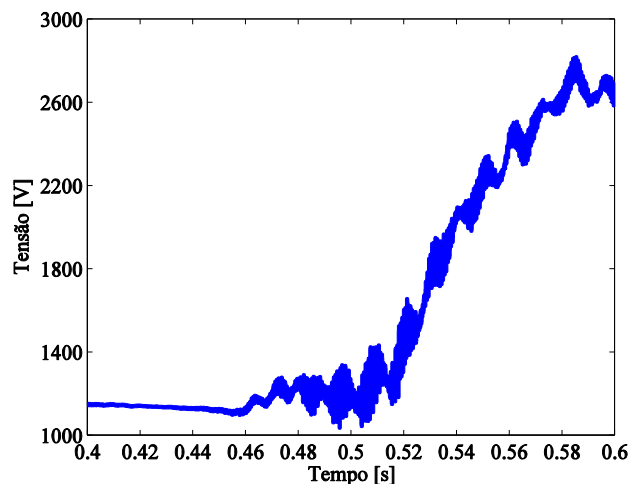


Figura 4.20 – Tensão DC.

Na Figura 4.20 e, comparando com a Figura 4.5, é verificado que em situação de falha no transformador à saída do gerador, para o horizonte temporal simulado, a tensão DC, aproximadamente, aos 0.46 s, tem o valor de 1150 V (tensão nominal DC na etapa contínua do conversor) e, após os 0.46 s, a tensão DC tem uma tendência crescente, atingindo os 2600 V, contrariamente ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento pois, a tensão DC em situação de regime normal de funcionamento ronda sempre os 1150 V. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina

A velocidade angular de rotação do rotor da turbina é apresentada na Figura 4.21.

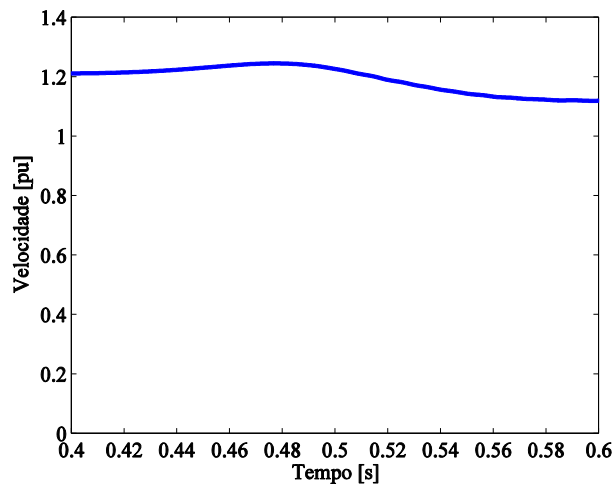


Figura 4.21 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Na Figura 4.21, comparando com a Figura 4.6, é verificado que a evolução da velocidade angular de rotação do rotor da turbina quer em situação de falha no transformador à saída do gerador, quer em situação de regime normal de funcionamento, apresenta um comportamento semelhante sendo que, na situação de falha no transformador à saída do gerador, existe um valor mais elevado de velocidade angular de rotação do rotor da turbina aos 0.48 s do que em situação de regime normal de funcionamento.

Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 25 kV é apresentada. É considerada uma potência de base de 10 MVA e uma tensão de base de 25 kV. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.22. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.23.

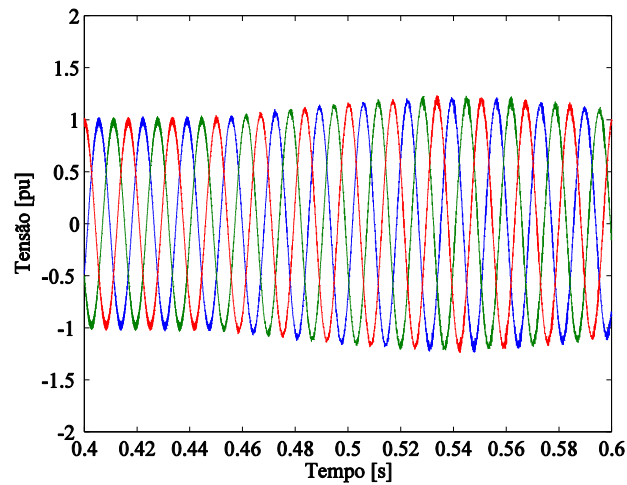


Figura 4.22 – Tensão no barramento de 25 kV.

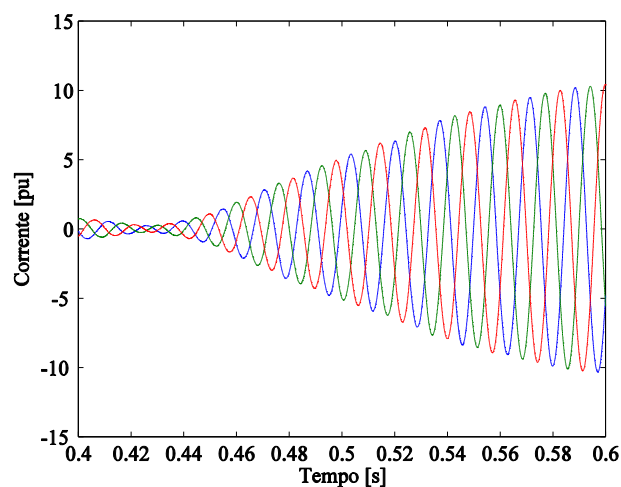


Figura 4.23 – Corrente no barramento de 25 kV.

Na Figura 4.22 e na Figura 4.23, comparando com a Figura 4.7 e com a Figura 4.8, é verificado que em situação de falha no transformador à saída do gerador, a tensão continua semelhante à situação de regime normal de funcionamento até aos 0.46 s apresentando após os 0.46 s um aumento do valor até aos 0.52 s permanecendo constante no valor de, aproximadamente, 1.2 pu até aos 0.56 s diminuindo após os 0.56 s para o valor inicial. Em relação à corrente, o comportamento em situação de falha no transformador à saída do gerador, é diferente do que na situação de regime normal de funcionamento pois, nesta simulação, a corrente possui o mesmo comportamento que a corrente no barramento de 575 V. Inicialmente possui uma amplitude de, aproximadamente, 1 pu, diminuindo até aos 0.43 s e depois aumentando gradualmente ao longo do horizonte temporal simulado atingindo os 10 pu contrariamente ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento sendo que, a corrente inicia com uma amplitude de, aproximadamente, 1 pu diminuindo depois gradualmente ao longo do horizonte temporal simulado atingindo o valor de, aproximadamente, 0.6 pu. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

4.4. Simulação 4 – Perda da Fase C no Retificador, i.e., do Lado do Gerador

O gerador está ligado ao conversor eletrônico de potência através do transformador V_{nom_r}/V_{nom} $Z=0\%$ e um barramento entre o transformador e o conversor.

O objetivo da simulação computacional foi o de observar o comportamento dinâmico do SEE sujeito a uma falha no conversor eletrônico de potência, neste caso, a perda da fase C no retificador, i.e., do lado do gerador, que provoca uma sobretensão, i.e., há uma instabilidade numérica do modelo, sendo este um dos limites do modelo. A simulação foi efetuada sem a ligação da fase C entre o barramento do conversor e o conversor. Para esta simulação, o horizonte temporal de simulação é muito pequeno pelo que para este horizonte temporal, o modelo ainda está no transitório de arranque. O horizonte temporal utilizado para esta simulação foi dos 0 s aos 0.02 s sendo diferente das restantes simulações.

Tensão e Corrente no Barramento de 575 V

Nesta simulação é estudada a evolução da tensão e da corrente no barramento de 575 V. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.24. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.25.

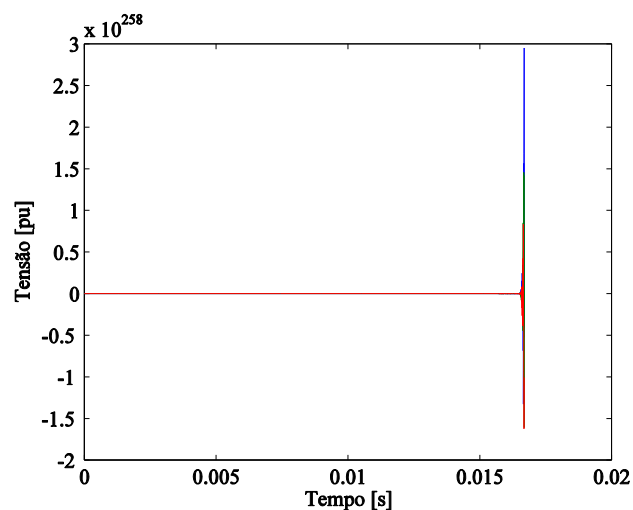


Figura 4.24 – Tensão no barramento de 575 V.

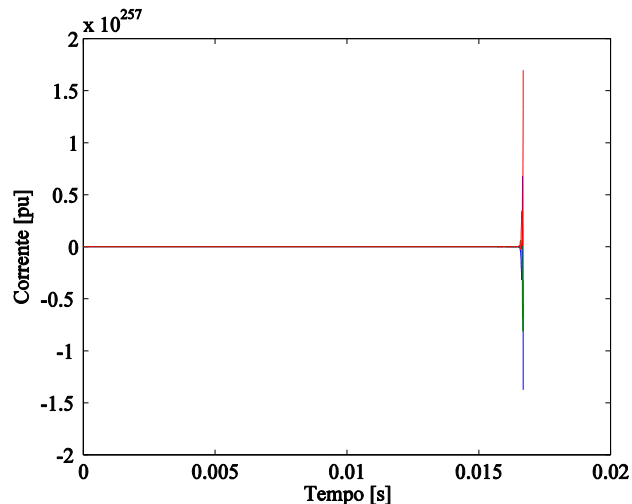


Figura 4.25 – Corrente no barramento de 575 V.

Na Figura 4.24 e na Figura 4.25, comparando com a Figura 4.1 e com a Figura 4.2, é verificado que em situação de perda da fase C no retificador, a tensão e a corrente no barramento de 575 V tem um comportamento crítico. Com esta falha, a tensão e a corrente atingem valores muito elevados. Estes valores são verificados entre 0.016 s e 0.018 s onde atinge valores de tensão superiores a 2.5×10^{258} pu e valores de corrente superiores a 1×10^{257} pu. No horizonte temporal anterior aos 0.016 s, apesar de não ser perceptível nas figuras anteriores, a tensão e a corrente atingem também valores bastante elevados apesar de não serem de uma ordem de grandeza tão elevada ao que acontece no intervalo entre 0.016 s e 0.018 s. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Potências Ativa e Reativa

A potência ativa é apresentada na Figura 4.26. A potência reativa é apresentada na Figura 4.27.

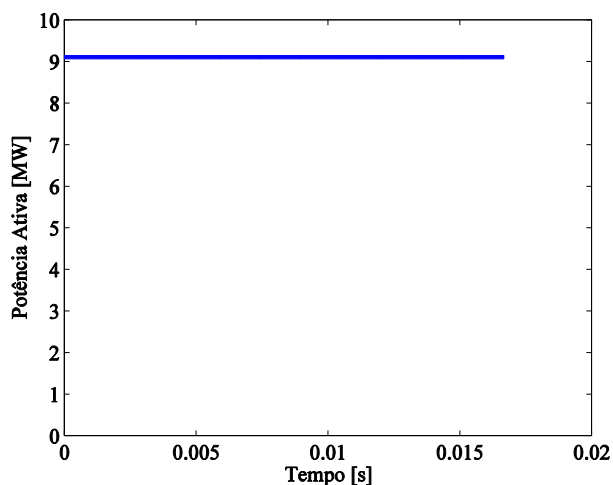


Figura 4.26 – Potência ativa.

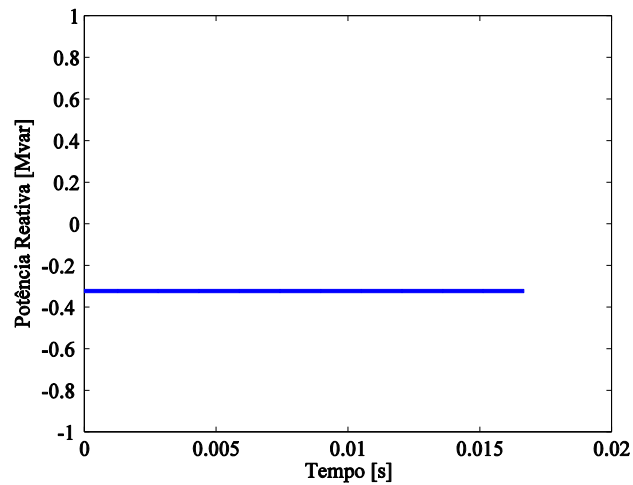


Figura 4.27 – Potência reativa.

Na Figura 4.26 e na Figura 4.27, comparando com a Figura 4.3 e com a Figura 4.4, é verificado que em situação perda da fase C no retificador, o valor da potência ativa, para o horizonte temporal simulado, é constante e de aproximadamente 9 MW enquanto que a potência reativa também é sempre constante mas tem um valor de, aproximadamente, - 0.3 Mvar contrariamente ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento em que existem variações dos valores: no caso da potência ativa tem tendência decrescente e a potência reativa tem tendência crescente.

Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor

A tensão DC na etapa contínua do conversor é apresentada na Figura 4.28.

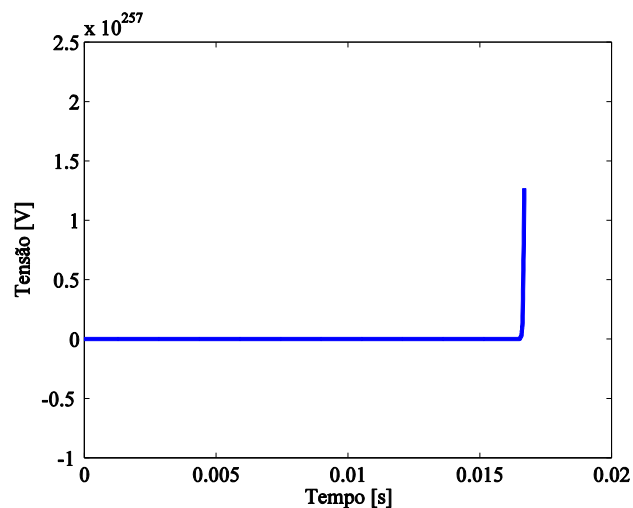


Figura 4.28 – Tensão DC.

Na Figura 4.28, comparando com a Figura 4.5, é verificado que em situação perda da fase C no retificador, a tensão DC atinge valores muito elevados, ultrapassando os 2×10^{257} V no horizonte temporal entre 0.016 s e 0.018 s. No horizonte temporal anterior aos 0.016 s, apesar de não ser perceptível nas figuras anteriores, a tensão DC também atinge valores bastante elevados apesar de não serem de uma ordem de grandeza tão elevada ao que acontece no intervalo entre 0.016 s e 0.018 s. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina

A velocidade angular de rotação do rotor da turbina é apresentada na Figura 4.29.

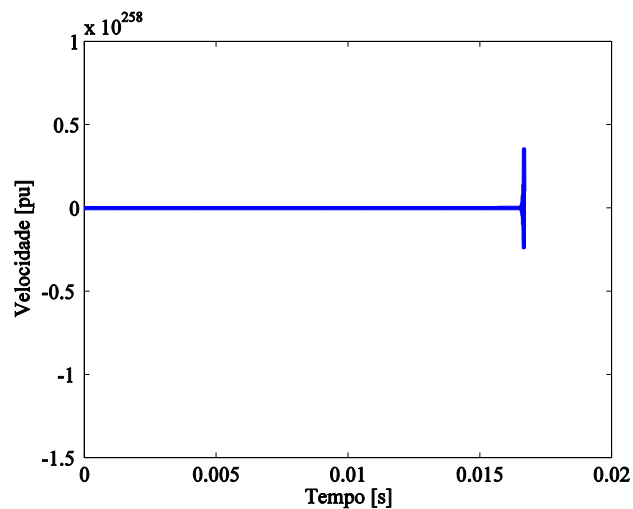


Figura 4.29 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Na Figura 4.29, comparando com a Figura 4.6, é verificado que em situação perda da fase C no retificador, a velocidade do rotor também atinge valores muito elevados, ultrapassando os 0.5×10^{258} pu no horizonte temporal entre 0.016 s e 0.018 s. No horizonte temporal anterior aos 0.016 s, apesar de não ser perceptível nas figuras anteriores, a velocidade angular de rotação do rotor da turbina também atinge valores bastante elevados apesar de não serem de uma ordem de grandeza tão elevada ao que acontece no intervalo entre 0.016 s e 0.018 s. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 25 kV é apresentada. É considerada uma potência de base de 10 MVA e uma tensão de base de 25 kV. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.30. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.31.

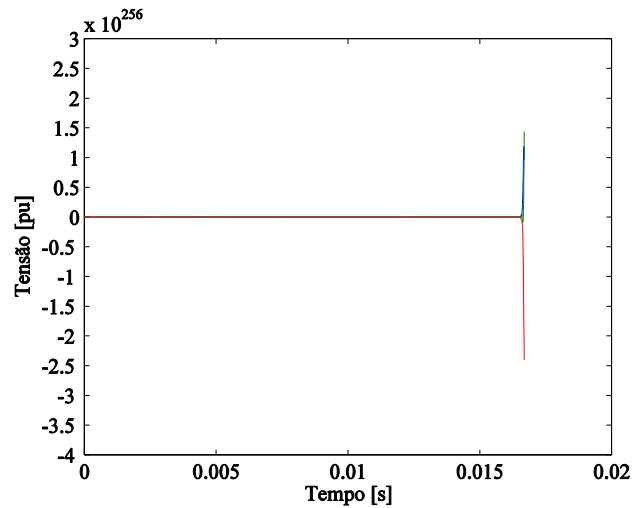


Figura 4.30 – Tensão no barramento de 25 kV.

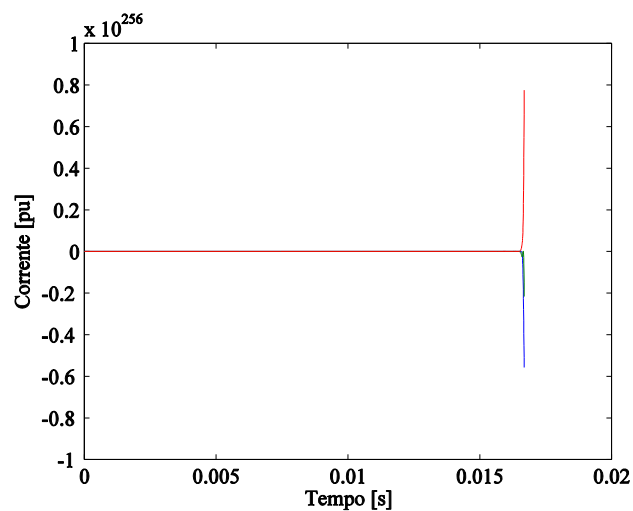


Figura 4.31 – Corrente no barramento de 25 kV.

Na Figura 4.30 e na Figura 4.31, comparando com a Figura 4.7 e com a Figura 4.8, é verificado que em situação de perda da fase C no retificador, a tensão e a corrente no barramento de 25 kV tem um comportamento crítico. Com esta falha, a tensão e a corrente atingem valores muito elevados. Estes valores são verificados entre 0.016 s e 0.018 s onde atinge valores de tensão superiores a 2×10^{256} pu e valores de corrente superiores a 0.5×10^{256} pu. No horizonte temporal anterior aos 0.016 s, apesar de não ser perceptível nas figuras anteriores, a tensão e a corrente atingem também valores bastante elevados apesar de não serem de uma ordem de grandeza tão elevada ao que acontece no intervalo entre 0.016 s e 0.018 s. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

4.5. Simulação 5 – Diminuição do Valor da Resistência da Linha Elétrica

A linha elétrica, colocada entre o transformador de 25 kV / 575 V e o barramento de 25 kV, tem como função a transmissão de energia entre o SEE e a rede elétrica.

O objetivo da simulação computacional foi o de observar o comportamento dinâmico do SEE sujeito a uma diminuição no valor da resistência da linha elétrica. A simulação foi efetuada utilizando os valores da resistência apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Valores da resistência da linha elétrica - Simulação 5

Situação	R_0	R_1	Unidades
Simulação 1 – Sem variação	0.413	0.1153	Ω/km
Simulação 5 – Diminuição da resistência	4.13×10^{-12}	1.15×10^{-12}	Ω/km

Tensão e Corrente no Barramento de 575 V

Nesta simulação é estudada a evolução da tensão e da corrente no barramento de 575 V. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.32. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.33.

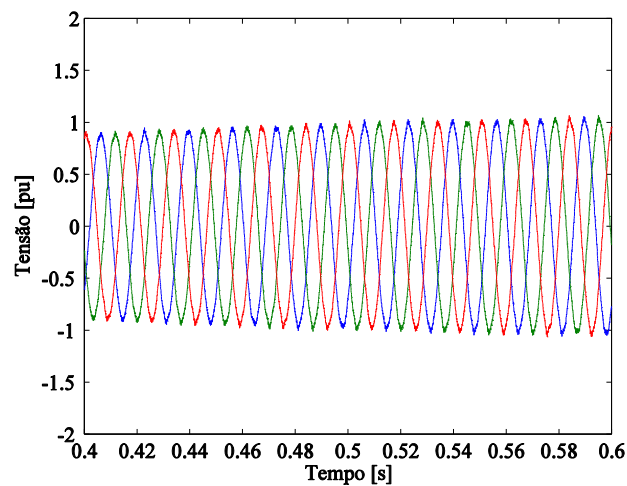


Figura 4.32 – Tensão no barramento de 575 V.

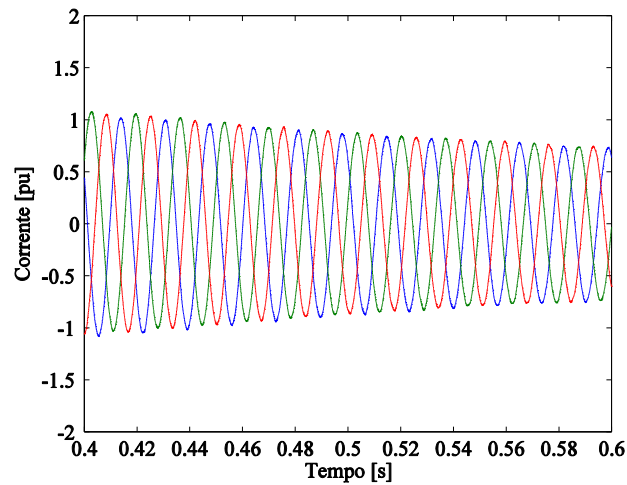


Figura 4.33 – Corrente no barramento de 575 V.

Na Figura 4.32 e na Figura 4.33, comparando com a Figura 4.1 e com a Figura 4.2, é verificado que em situação de diminuição do valor da resistência da linha elétrica, a tensão e a corrente no barramento de 575 V têm uma ligeira diminuição do seu valor quando comparado com o que acontece em situação de regime normal de funcionamento. Assim, uma diminuição no valor da resistência da linha elétrica não provoca alterações significativas na tensão e na corrente no barramento de 575 V.

Potências Ativa e Reativa

A potência ativa é apresentada na Figura 4.34. A potência reativa é apresentada na Figura 4.35.

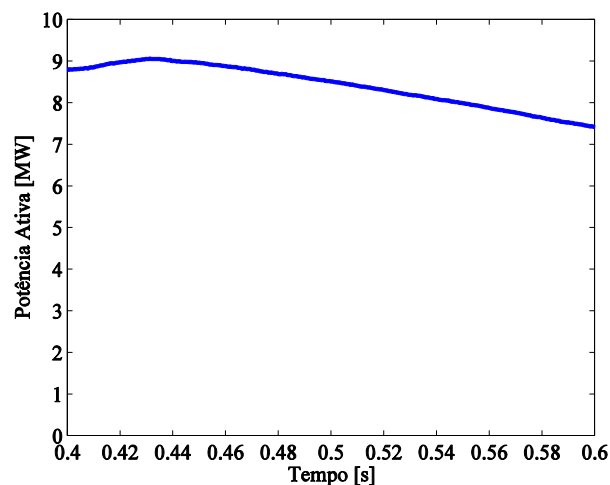


Figura 4.34 – Potência ativa.

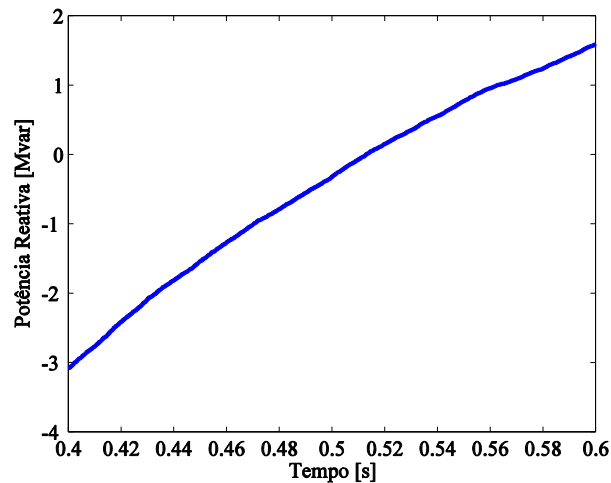


Figura 4.35 – Potência reativa.

Na Figura 4.34 e na Figura 4.35, comparando com a Figura 4.3 e com a Figura 4.4, é verificado que em situação de diminuição do valor da resistência da linha elétrica, o valor da potência ativa, tem uma tendência crescente entre 0,40 s e 0,43 s, aproximadamente, atingindo os 9 MW no ponto máximo. Após os 0,43 s e, até ao fim do horizonte temporal simulado, a potência ativa passa a ter uma tendência decrescente até, aproximadamente, os 7,5 MW. Em situação de regime normal de funcionamento, o ponto máximo acontece, aproximadamente, aos 0,45 s ultrapassando os 9 MW e, no fim do horizonte temporal simulado, possui um valor de 8 MW.

Em relação à potência reativa, ambas as simulações apresentam uma curva da potência reativa com uma tendência positiva. Numa situação de diminuição do valor da resistência da linha elétrica, a potência reativa varia entre valores de, aproximadamente, - 3 Mvar e 1,5 Mvar, enquanto que, no caso da situação de regime normal de funcionamento, a potência reativa varia entre valores de, aproximadamente, - 4 Mvar e 0,5 Mvar. Nesta situação as proteções do SEE iram atuar.

Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor

A tensão DC na etapa contínua do conversor é apresentada na Figura 4.36.

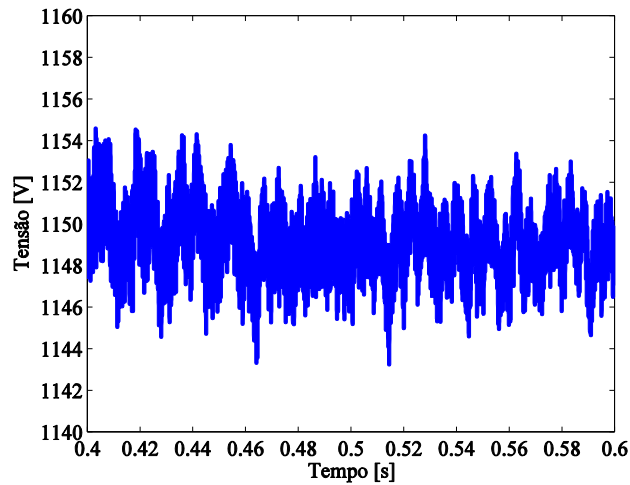


Figura 4.36 – Tensão DC.

Na Figura 4.36, comparando com a Figura 4.5, é verificado que em situação de diminuição do valor da resistência da linha elétrica, não existem diferenças significativas nos valores máximos e mínimos que a tensão DC atinge mas, existe diferença no tempo entre o ponto máximo e o ponto mínimo sendo que, para a situação de regime normal de funcionamento, o horizonte temporal entre o valor máximo e o valor mínimo é, aproximadamente, quatro vezes menor que o tempo entre o valor máximo e o valor mínimo em situação de diminuição do valor da resistência da linha elétrica. Em ambas as situações, os valores da tensão DC andam em torno dos 1150 V.

Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina

A velocidade angular de rotação do rotor da turbina é apresentada na Figura 4.37.

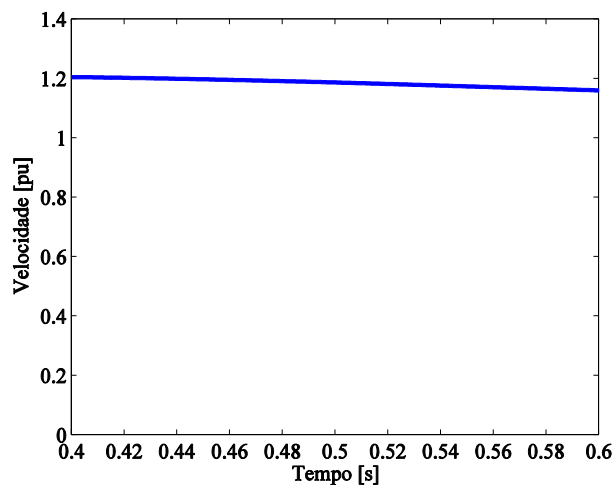


Figura 4.37 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Na Figura 4.37, comparando com a Figura 4.6, é verificado que a evolução da velocidade angular de rotação do rotor da turbina não tem qualquer alteração em situação de diminuição do valor da resistência da linha elétrica. Em ambas as situações, a velocidade angular de rotação do rotor da turbina inicia com um valor de, aproximadamente, 1.2 pu e apresenta uma tendência decrescente, atingindo um valor final entre 1.1 pu e 1.2 pu.

Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 25 kV é apresentada. É considerada uma potência de base de 10 MVA e uma tensão de base de 25 kV. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.38. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.39.

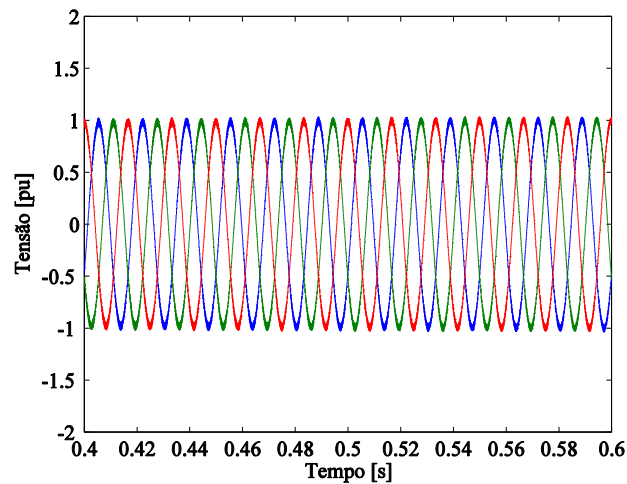


Figura 4.38 – Tensão no barramento de 25 kV.

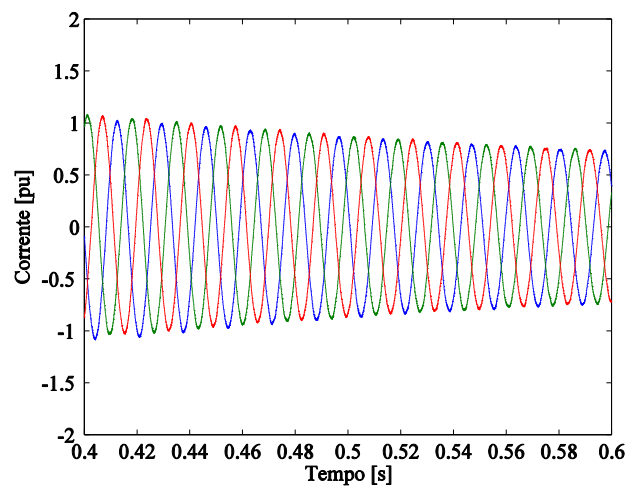


Figura 4.39 – Corrente no barramento de 25 kV.

Na Figura 4.38 e na Figura 4.39, comparando com a Figura 4.7 e com a Figura 4.8, é verificado que em situação de diminuição do valor da resistência da linha elétrica, a tensão e a corrente no barramento de 25 kV, permanecem com o mesmo comportamento, quer em situação de regime normal de funcionamento, quer numa situação em que existe uma diminuição do valor da resistência da linha elétrica.

4.6. Simulação 6 – Aumento do Valor da Resistência da Linha Elétrica

A linha elétrica, colocada entre o transformador de 25 kV / 575 V e o barramento de 25 kV, tem como função a transmissão de energia entre o SEE e a rede elétrica.

O objetivo da simulação computacional foi o de observar o comportamento dinâmico do SEE sujeito a um aumento no valor da resistência da linha elétrica. A simulação foi efetuada utilizando os valores da resistência apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Valores da resistência da linha elétrica - Simulação 6

Situação	R_0	R_1	Unidades
Simulação 1 – Sem variação	0.413	0.1153	Ω/km
Simulação 6 – Aumento da resistência	30	30	Ω/km

Tensão e Corrente no Barramento de 575 V

Nesta simulação é estudada a evolução da tensão e da corrente no barramento de 575 V. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.40. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.41.

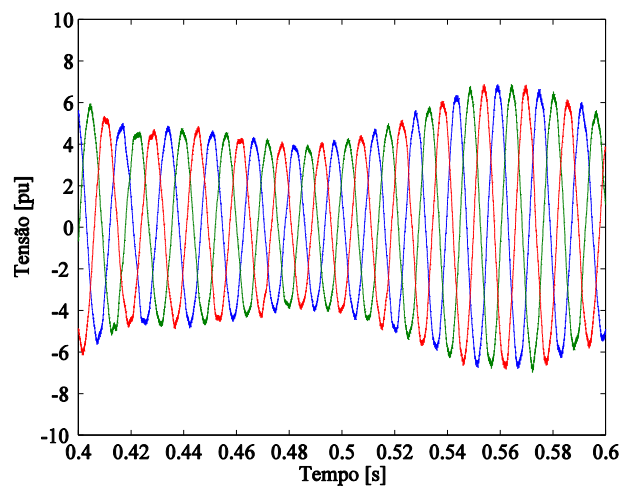


Figura 4.40 – Tensão no barramento de 575 V.

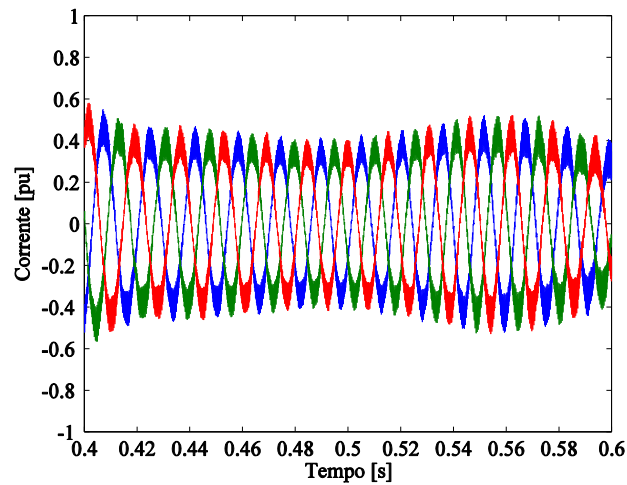


Figura 4.41 – Corrente no barramento de 575 V.

Na Figura 4.40 e na Figura 4.41, comparando com a Figura 4.1 e com a Figura 4.2, é verificado que em situação de aumento do valor da resistência da linha elétrica, a tensão no barramento de 575 V atinge valores muito superiores ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento. Nesta situação, a tensão no barramento de 575 V chega a ser superior a 5 vezes o valor da tensão em situação de regime normal de funcionamento. Relativamente à corrente, nesta situação, diminui para, aproximadamente, metade do que se obteve em situação de regime normal de funcionamento. Este comportamento comprova a *lei de Ohm*, em que afirma que $V = R \times I$ assim, quando a resistência da linha aumenta significativamente, baixa a capacidade de transporte (diminui a corrente), pelo que provoca um aumento significativo nos valores de tensão. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Potências Ativa e Reativa

A potência ativa é apresentada na Figura 4.42. A potência reativa é apresentada na Figura 4.43.

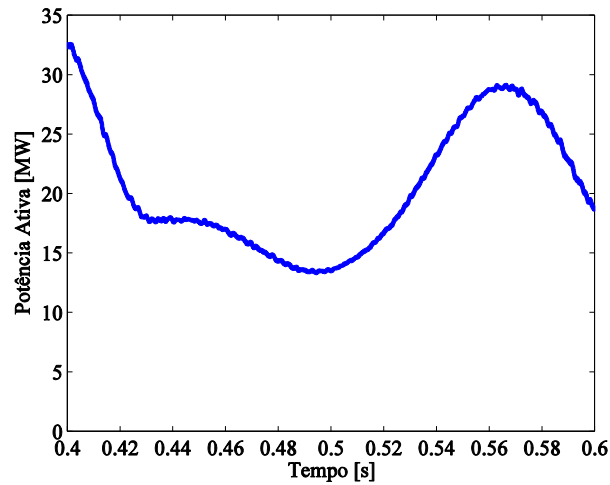


Figura 4.42 – Potência ativa.

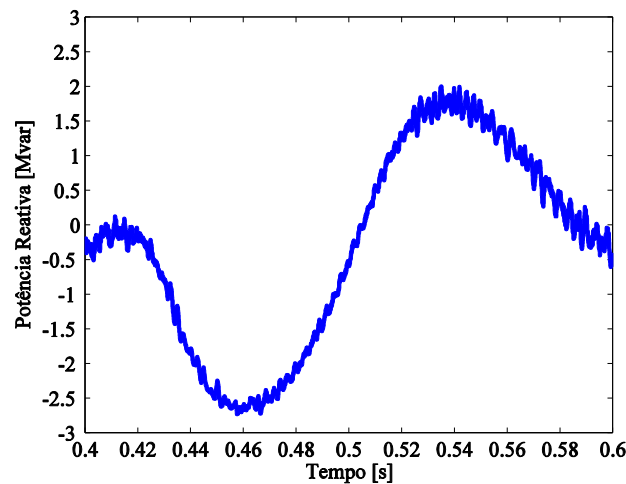


Figura 4.43 – Potência reativa.

Na Figura 4.42 e na Figura 4.43, comparando com a Figura 4.3 e com a Figura 4.4, é verificado que em situação de aumento do valor da resistência da linha elétrica, a potência ativa atinge valores mais elevados do que em situação de regime normal de funcionamento. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Em relação à potência reativa, em situação de aumento do valor da resistência da linha elétrica, apresenta valores mais elevados do que em situação de regime normal de funcionamento, mas, não apresenta um comportamento linear e com tendência crescente existindo instantes em que a potência reativa apresenta uma tendência crescente e outros em que apresenta uma tendência decrescente devido às oscilações que também existem nos valores de corrente e de tensão.

Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor

A tensão DC na etapa contínua do conversor é apresentada na Figura 4.44.

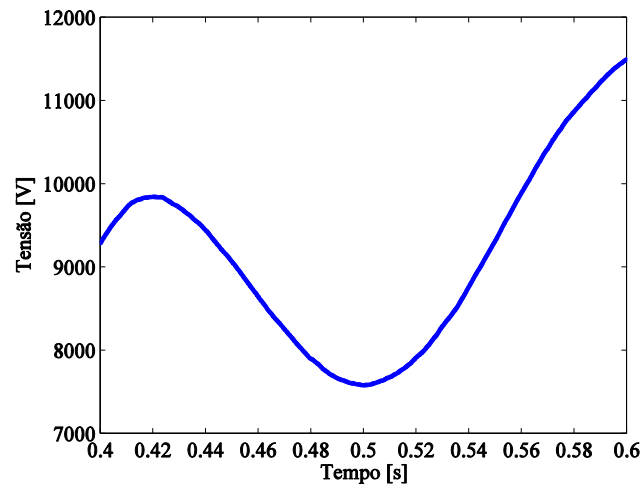


Figura 4.44 – Tensão DC.

Na Figura 4.44, comparando com a Figura 4.5, é verificado que em situação de aumento do valor da resistência da linha elétrica, a tensão DC atinge valores significativamente mais elevados do que acontece em situação de regime normal de funcionamento. Enquanto que em situação de regime normal de funcionamento, os valores da tensão DC rondam os 1150 V, em situação de aumento do valor da resistência da linha elétrica, a tensão DC atinge valores cerca de oito vezes superior. Após os 0,5 s, apresenta uma tendência crescente atingindo valores superiores a 11 kV aos 0,6 s. É verificado assim, que um aumento significativo do valor da resistência da linha elétrica influencia bastante o comportamento da tensão DC. Nesta situação as proteções do SEE iram atuar.

Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina

A velocidade angular de rotação do rotor da turbina é apresentada na Figura 4.45.

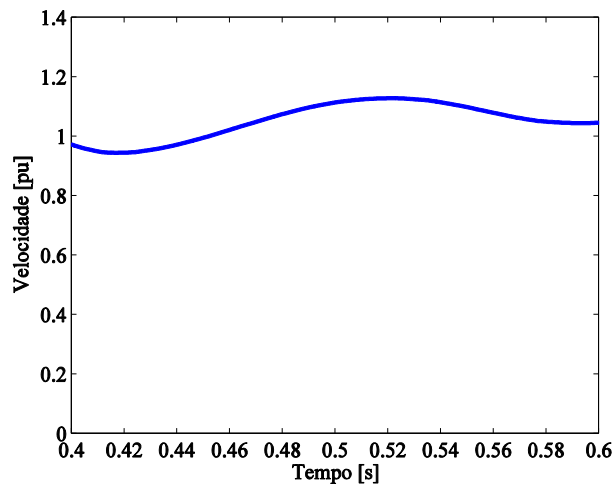


Figura 4.45 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Na Figura 4.45, comparando com a Figura 4.6, é verificado que em situação de aumento do valor da resistência da linha elétrica, a velocidade do rotor é menor do que em situação de regime normal de funcionamento. Em situação de regime normal de funcionamento, a velocidade atinge o valor de 1.2 pu enquanto que em situação de aumento do valor da resistência da linha elétrica, a velocidade do rotor possui valores em torno de 1.0 pu.

Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 25 kV é apresentada. É considerada uma potência de base de 10 MVA e uma tensão de base de 25 kV. A tensão no barramento de 25 kV é apresentada na Figura 4.46. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.47.

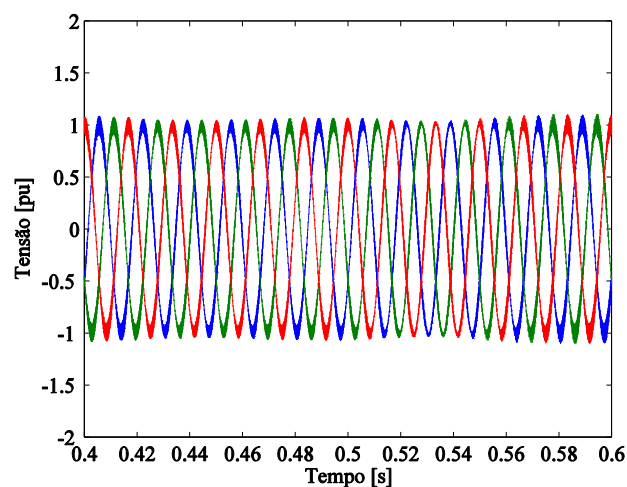


Figura 4.46 – Tensão no barramento de 25 kV.

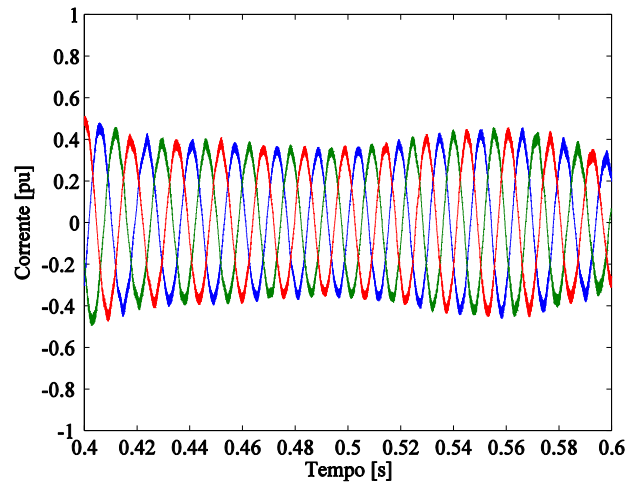


Figura 4.47 – Corrente no barramento de 25 kV.

Na Figura 4.46 e na Figura 4.47, comparando com a Figura 4.7 e com a Figura 4.8, é verificado que em situação de aumento do valor da resistência da linha elétrica, a tensão no barramento de 25 kV apresenta o mesmo comportamento que em situação de regime normal de funcionamento. Por sua vez, a corrente no barramento de 25 kV, apresenta uma tendência decrescente até aos 0.5 s, após este tempo e até aos 0.56 s apresenta uma tendência crescente e dos 0.56 s aos 0.6 s apresenta novamente uma tendência decrescente. Em situação de regime normal de funcionamento, a corrente no barramento de 25 kV apresenta, em todo o horizonte temporal simulado, uma tendência crescente e com valores superiores do que em situação de aumento do valor da resistência da linha elétrica.

4.7. Simulação 7 – Diminuição do Valor da Resistência e da Indutância do Estator do Gerador

O objetivo da simulação computacional foi o de observar o comportamento dinâmico do SEE sujeito a uma diminuição do valor da resistência e da indutância do estator do gerador. A simulação foi efetuada utilizando os valores da resistência e da indutância apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Valores da resistência e da indutância do estator do gerador - Simulação 7

Situação	R_S	L_S	Unidades
Simulação 1 – Sem variação	0.023	0.18	pu
Simulação 7 – Diminuição dos valores	2.30×10^{-13}	1.80×10^{-12}	pu

Tensão e Corrente no Barramento de 575 V

Nesta simulação é estudada a evolução da tensão e da corrente no barramento de 575 V. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.48. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.49.

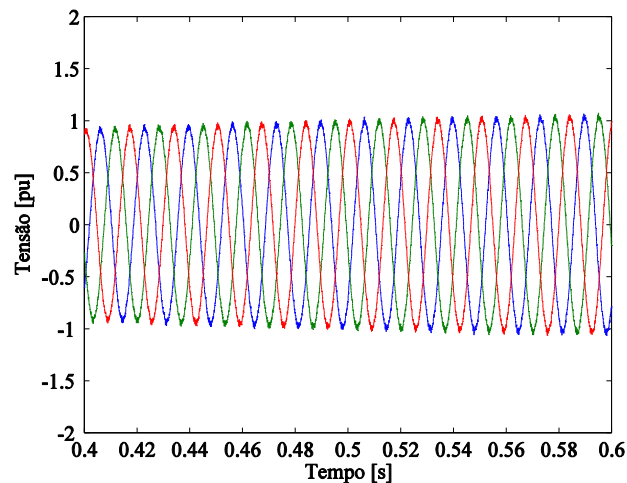


Figura 4.48 – Tensão no barramento de 575 V.

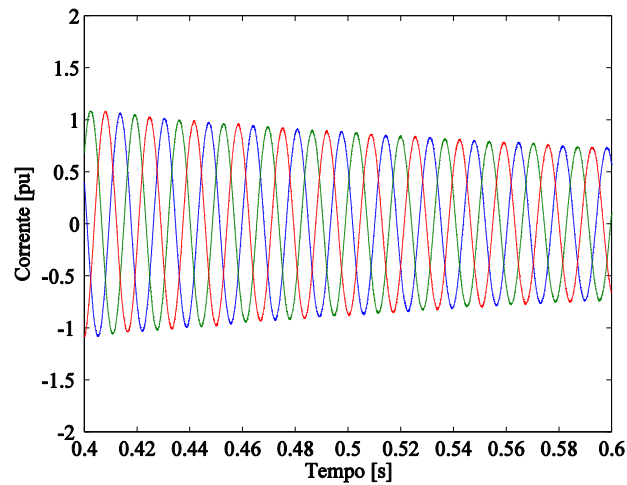


Figura 4.49 – Corrente no barramento de 575 V.

Na Figura 4.48 e na Figura 4.49, comparando com a Figura 4.1 e com a Figura 4.2, é verificado que em situação de diminuição do valor da resistência e da indutância do estator do gerador, a tensão e a corrente no barramento de 575 V permanecem com o mesmo comportamento do que em situação de regime normal de funcionamento não existindo qualquer diferença entre as duas situações.

Potências Ativa e Reativa

A potência ativa é apresentada na Figura 4.50. A potência reativa é apresentada na Figura 4.51.

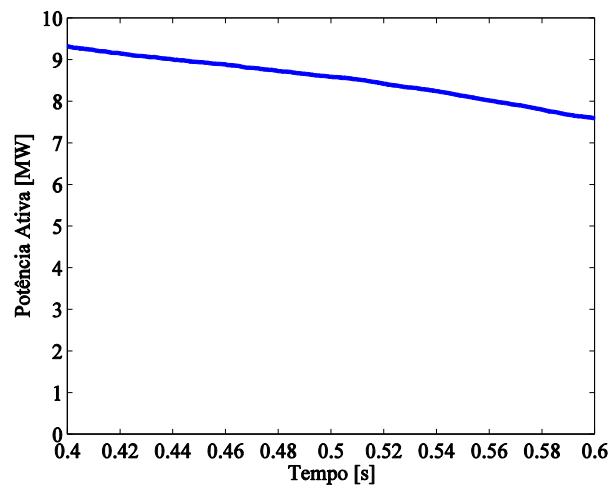


Figura 4.50 – Potência ativa.

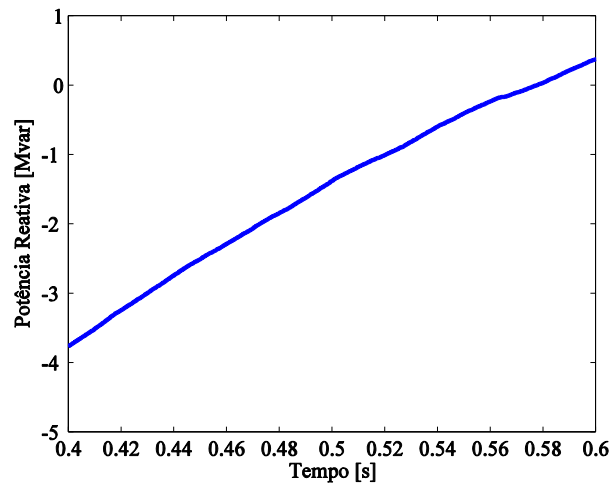


Figura 4.51 – Potência reativa.

Na Figura 4.50 e na Figura 4.51, comparando com a Figura 4.3 e com a Figura 4.4, é verificado que em situação de diminuição do valor da resistência e da indutância do estator do gerador, a potência ativa atinge valores ligeiramente mais elevados, na ordem das décimas, do que em situação de regime normal de funcionamento. Por sua vez, a potência reativa, inicialmente, apresenta o mesmo comportamento do que em situação de regime normal de funcionamento, mas, no instante final, apresenta um valor ligeiramente superior, também na ordem das décimas.

Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor

A tensão DC na etapa contínua do conversor é apresentada na Figura 4.52.

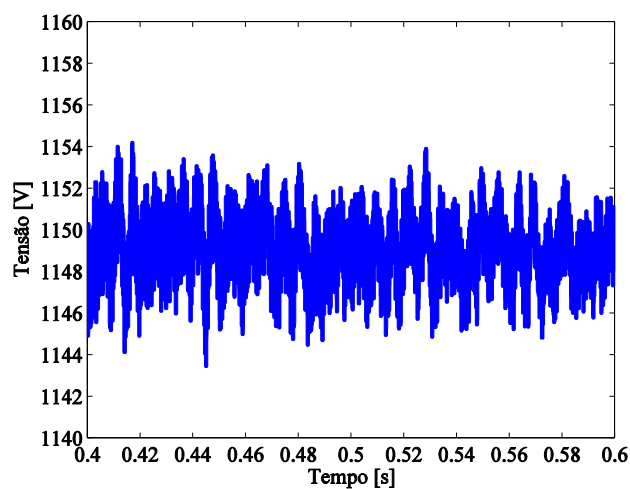


Figura 4.52 – Tensão DC.

Na Figura 4.52, comparando com a Figura 4.5, é verificado que em situação de diminuição do valor da resistência e da indutância do estator do gerador, a tensão DC apresenta um comportamento semelhante ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento onde, em ambas as situações, o valor da tensão DC anda em torno dos 1150 V.

Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina

A velocidade angular de rotação do rotor da turbina é apresentada na Figura 4.53.

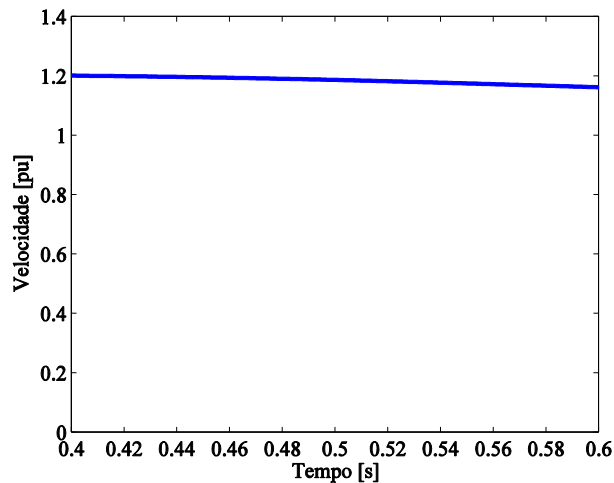


Figura 4.53 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Na Figura 4.53, comparando com a Figura 4.6, é verificado que em situação de diminuição do valor da resistência e da indutância do estator do gerador, a velocidade angular de rotação do rotor da turbina apresenta exatamente o mesmo comportamento que em situação de regime normal de funcionamento, pelo que se verifica que a diminuição do valor da resistência e da indutância do estator do gerador de indução não afeta a velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 25 kV é apresentada. É considerada uma potência de base de 10 MVA e uma tensão de base de 25 kV. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.54. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.55.

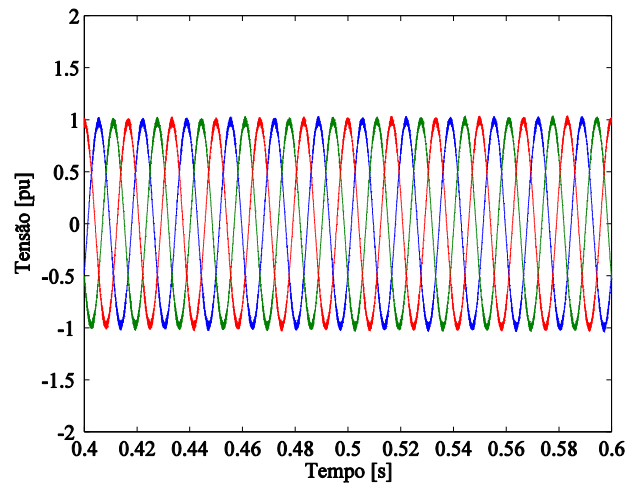


Figura 4.54 – Tensão no barramento de 25 kV.

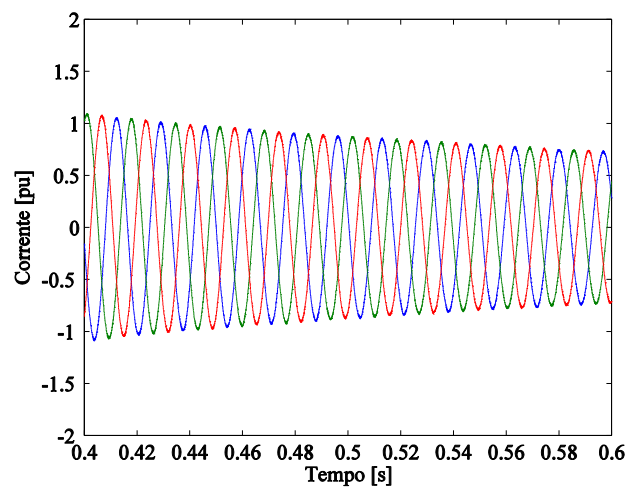


Figura 4.55 – Corrente no barramento de 25 kV.

Na Figura 4.54 e na Figura 4.55, comparando com a Figura 4.7 e com a Figura 4.8, é verificado que em situação de diminuição do valor da resistência e da indutância do estator do gerador, a tensão e a corrente no barramento de 25 kV apresentam exatamente o mesmo comportamento que em situação de regime normal de funcionamento, pelo que se verifica que a diminuição do valor da resistência e da indutância do estator do gerador não afeta os valores da tensão e da corrente no barramento de 25 kV.

4.8. Simulação 8 – Aumento do Valor da Resistência e da Indutância do Estator do Gerador

O objetivo da simulação computacional foi o de observar o comportamento dinâmico do SEE sujeito a um aumento do valor da resistência e da indutância do estator do gerador. A simulação foi efetuada utilizando os valores da resistência e da indutância apresentados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Valores da resistência e da indutância do estator do gerador - Simulação 8

Situação	R_S	L_S	Unidades
Simulação 1 – Sem variação	0.023	0.18	pu
Simulação 8 – Aumento dos valores	2.3	18	pu

Tensão e Corrente no Barramento de 575 V

Nesta simulação é estudada a evolução da tensão e da corrente no barramento de 575 V. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.56. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.57.

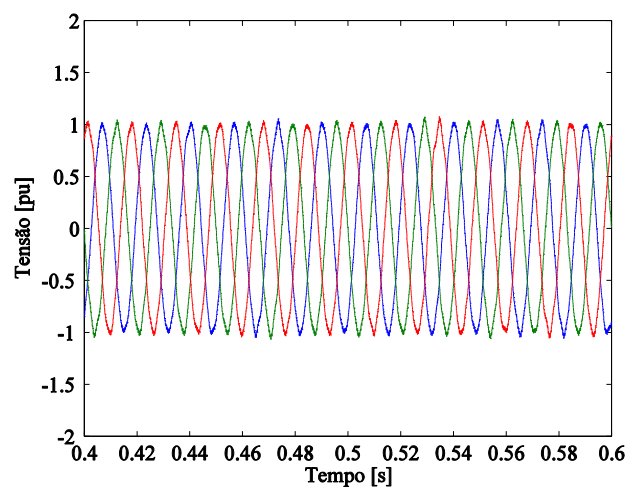


Figura 4.56 – Tensão no barramento de 575 V.

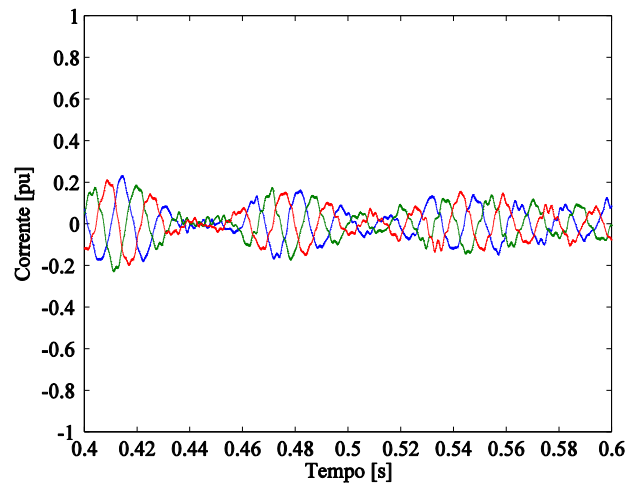


Figura 4.57 – Corrente no barramento de 575 V.

Na Figura 4.56 e na Figura 4.57, comparando com a Figura 4.1 e com a Figura 4.2, é verificado que em situação de aumento do valor da resistência e da indutância do estator do gerador, a tensão no barramento de 575 V tem, durante todo o horizonte temporal simulado, uma amplitude de 1 pu, ao contrário do obtido em situação de regime normal de funcionamento pois, inicialmente apresentava um valor de amplitude ligeiramente inferior a 1 pu e aumentava gradualmente esse valor de amplitude até ao valor de 1 pu. Por sua vez, a corrente no barramento de 575 V diminui, atingindo valores de amplitude inferiores a 0.2 pu correspondendo, aproximadamente, a 5 vezes inferior ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento.

Potências Ativa e Reativa

A potência ativa é apresentada na Figura 4.58. A potência reativa é apresentada na Figura 4.59.

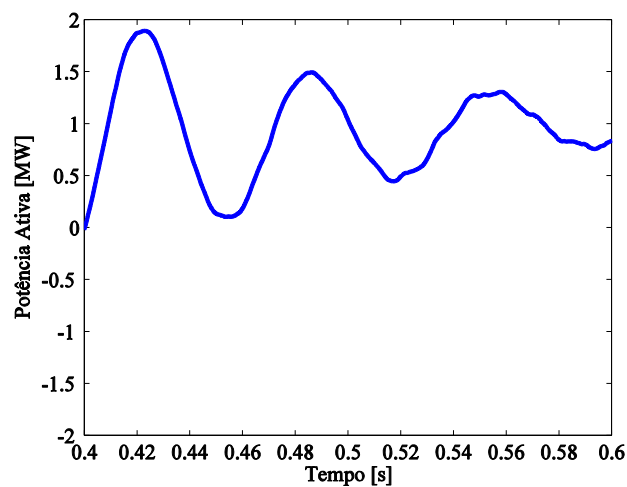


Figura 4.58 – Potência ativa.

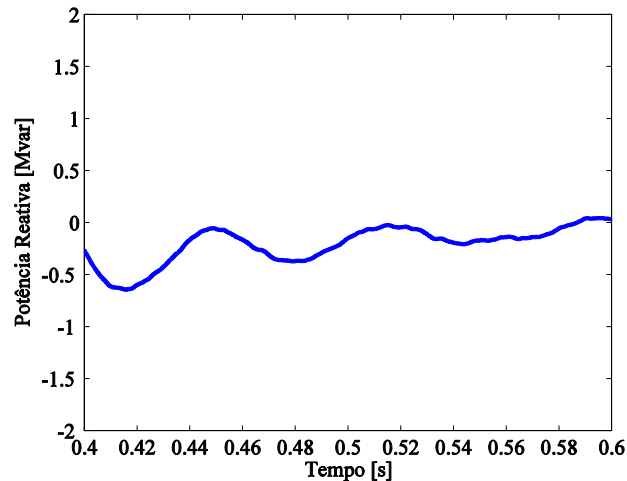


Figura 4.59 – Potência reativa.

Na Figura 4.58 e na Figura 4.59, comparando com a Figura 4.3 e com a Figura 4.4, é verificado que em situação de aumento do valor da resistência e da indutância do estator do gerador, a potência ativa atinge valores mais reduzidos, aproximadamente, cinco vezes inferior do que em situação de regime normal de funcionamento e, apresenta um comportamento semelhante ao do movimento oscilatório amortecido com tendência para estabilizar numa potência ativa de 1 MW. Por sua vez, a potência reativa atinge valores mais reduzidos, muito próximos de zero com tendência a estabilizar no valor nulo de potência reativa, contrariamente ao que acontece numa situação de regime normal de funcionamento em que a potência reativa tem uma tendência crescente.

Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor

A tensão DC na etapa contínua do conversor é apresentada na Figura 4.60.

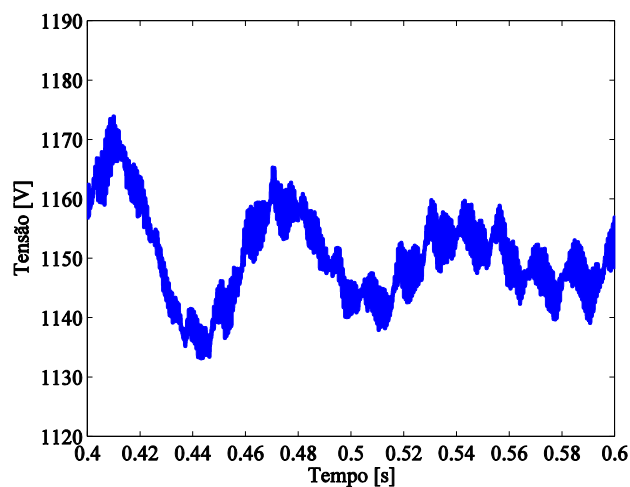


Figura 4.60 – Tensão DC.

Na Figura 4.60, comparando com a Figura 4.5, é verificado que em situação de aumento do valor da resistência e da indutância do estator do gerador, a tensão DC apresenta um comportamento semelhante ao comportamento do movimento oscilatório amortecido com um período de onda bastante superior ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento e com tendência a estabilizar num valor de tensão DC de 1150 V.

Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina

A velocidade angular de rotação do rotor da turbina é apresentada na Figura 4.61.

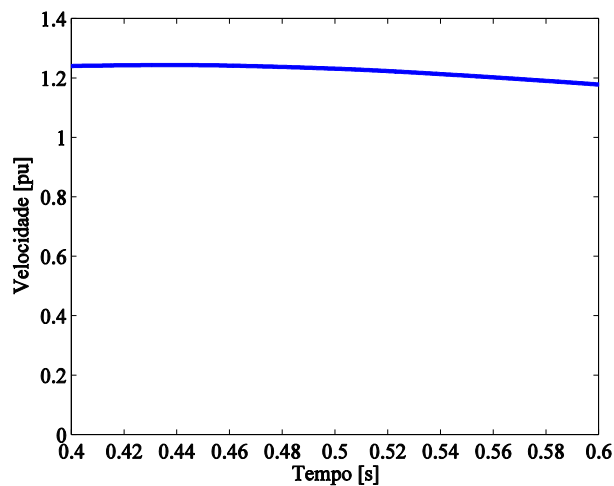


Figura 4.61 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Na Figura 4.61, comparando com a Figura 4.6, é verificado que em situação de aumento do valor da resistência e da indutância do estator do gerador, a velocidade angular de rotação do rotor da turbina apresenta um ligeiro aumento, na ordem das décimas, em comparação com o que acontece em situação de regime normal de funcionamento.

Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 25 kV é apresentada. É considerada uma potência de base de 10 MVA e uma tensão de base de 25 kV. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.62. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.63.

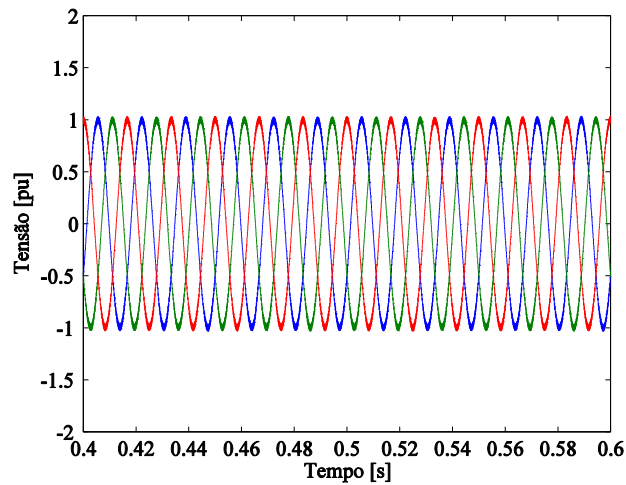


Figura 4.62 – Tensão no barramento de 25 kV.

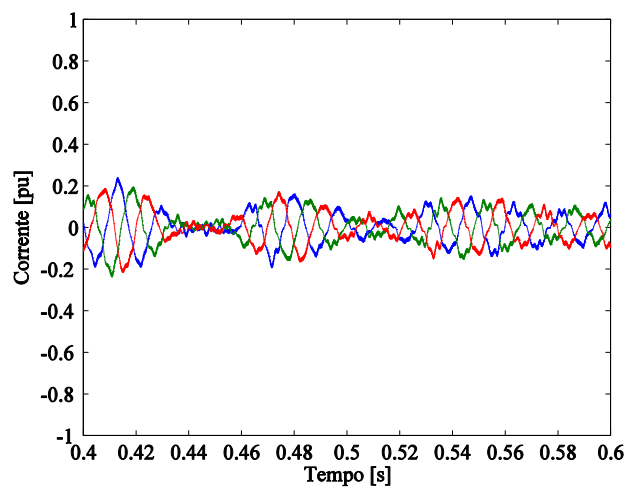


Figura 4.63 – Corrente no barramento de 25 kV.

Na Figura 4.62 e na Figura 4.63, comparando com a Figura 4.7 e com a Figura 4.88, é verificado que em situação de aumento do valor da resistência e da indutância do estator do gerador, a tensão no barramento de 25 kV apresenta exatamente o mesmo comportamento que em situação de regime normal de funcionamento. Por sua vez, a corrente no barramento de 25 kV apresenta valores muito reduzidos, aproximadamente, cinco vezes inferiores do que em situação de regime normal de funcionamento, apresentando valores de corrente inferiores a 0,2 pu.

4.9. Simulação 9 – Troca de Fases à Entrada do Retificador

A troca de fases foi efetuada entre o retificador e o transformador V_{nom_r}/V_{nom} $Z=0\%$ que se encontra após o gerador. A troca efetuada foi entre a Fase A e a Fase B.

O objetivo da simulação computacional foi o de observar o comportamento dinâmico do SEE sujeito a uma troca de fases à entrada do retificador que irá provocar uma variação na ordem dos vetores. A simulação foi efetuada com a troca da Fase A com a Fase B.

Tensão e Corrente no Barramento de 575 V

Nesta simulação é estudada a evolução da tensão e da corrente no barramento de 575 V. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.64. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.65.

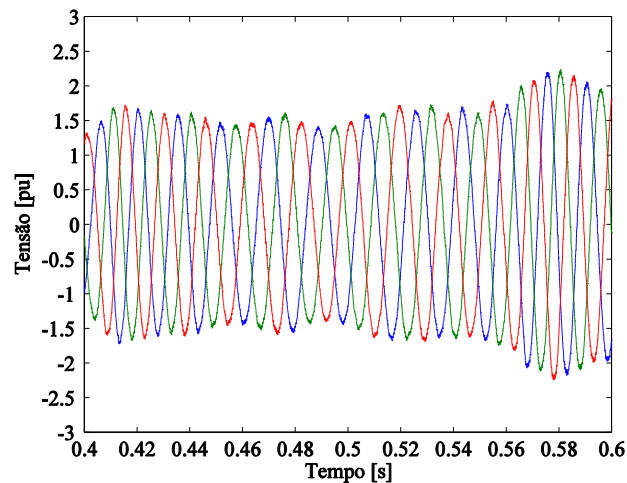


Figura 4.64 – Tensão no barramento de 575 V.

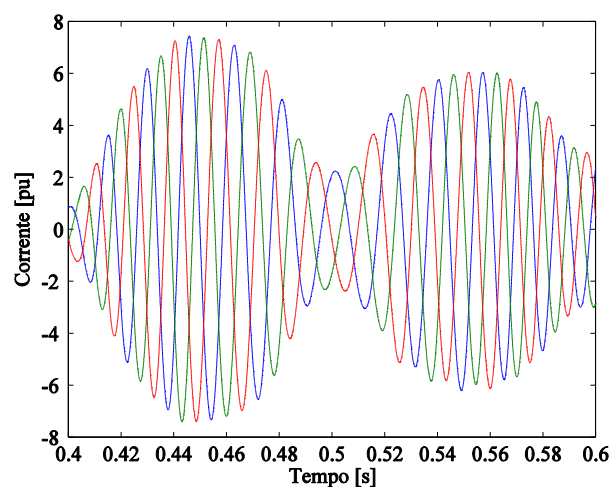


Figura 4.65 – Corrente no barramento de 575 V.

Na Figura 4.64 e na Figura 4.65, comparando com a Figura 4.1 e com a Figura 4.2, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase B à entrada do retificador, a tensão no barramento de 575 V possui valores de tensão mais elevados do que em situação de regime normal de funcionamento, apresentando, durante grande parte do horizonte temporal simulado, uma amplitude superior a 1.5 pu e entre 0.57 s e 0.59 s chega a ultrapassar os 2 pu contrariamente ao que acontecia em situação de regime normal de funcionamento pois, nunca ultrapassava uma amplitude de 1 pu. Por sua vez, a corrente no barramento de 575 V aumenta drasticamente, atingindo valores de amplitude superiores a 7 pu correspondendo, aproximadamente, a 7 vezes superior ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Potências Ativa e Reativa

A potência ativa é apresentada na Figura 4.66. A potência reativa é apresentada na Figura 4.67.

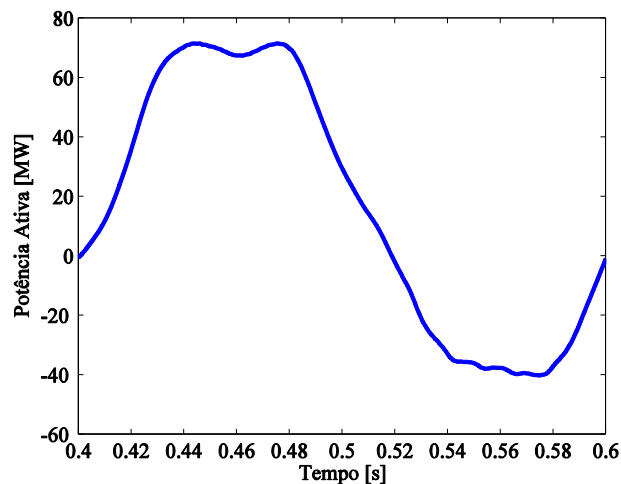


Figura 4.66 – Potência ativa.

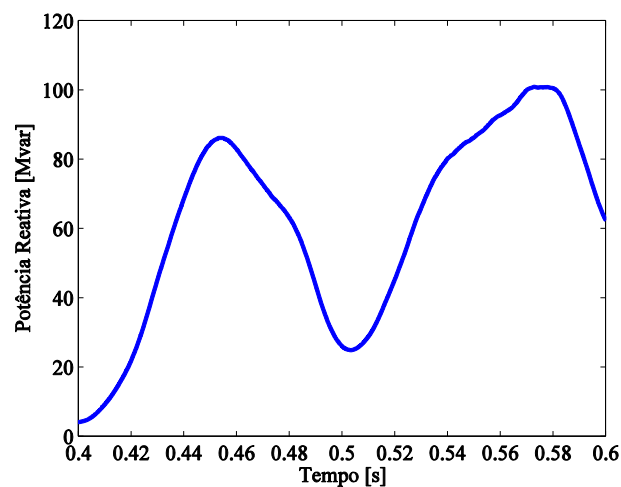


Figura 4.67 – Potência reativa.

Na Figura 4.66 e na Figura 4.67, comparando com a Figura 4.3 e com a Figura 4.4, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase B à entrada do retificador, a potência ativa atinge valores mais elevados, em módulo, do que em situação de regime normal de funcionamento, apresentando valores positivos entre 0.4 s e 0.52 s e negativos de 0.52 s até 0.6 s, ultrapassando os 70 MW e os - 40 MW, respetivamente. Por sua vez, a potência reativa apresenta, em todo o horizonte temporal simulado, valores de potência reativa positivos e muito elevados chegando a atingir os 100 Mvar, contrariamente ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento onde, durante praticamente todo o horizonte temporal simulado, apresenta valores de potência reativa negativos. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor

A tensão DC na etapa contínua do conversor é apresentada na Figura 4.68.

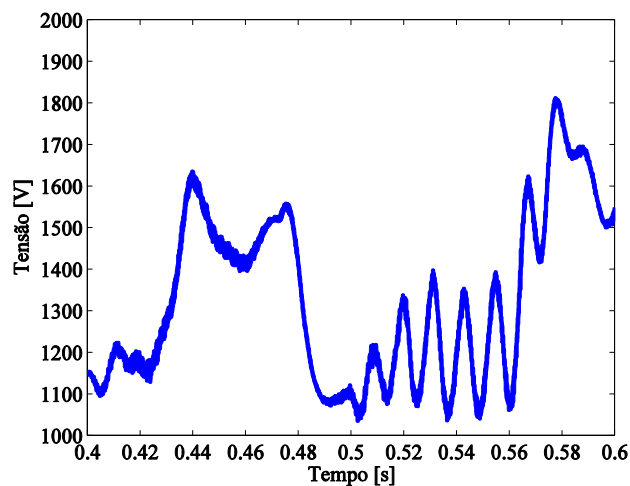


Figura 4.68 – Tensão DC.

Na Figura 4.68, comparando com a Figura 4.5, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase B à entrada do retificador, a tensão DC apresenta um comportamento em nada semelhante ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento pois, possui variações desde os 1000 V até aos 1800 V, oscilando entre vários valores durante o horizonte temporal simulado e, com esta falha, a tensão DC difere bastante do valor de referência para a tensão DC de 1150 V. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina

A velocidade angular de rotação do rotor da turbina é apresentada na Figura 4.69.

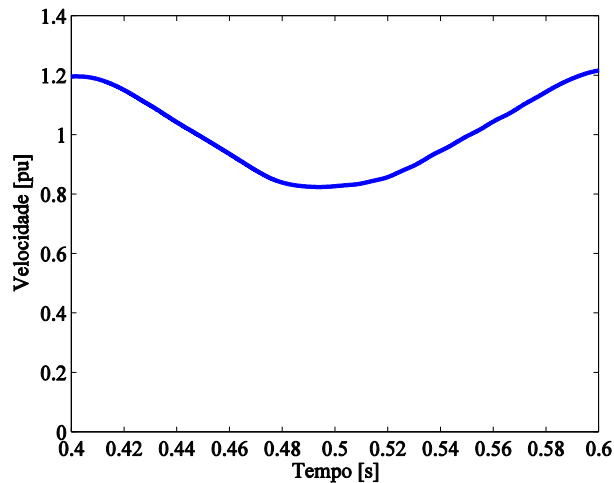


Figura 4.69 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Na Figura 4.69, comparando com a Figura 4.6, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase B à entrada do retificador, a velocidade angular de rotação do rotor da turbina apresenta uma quebra aos 0.5 s, atingindo uma velocidade de 0.8 pu, voltando depois a recuperar atingindo novamente a velocidade de 1.2 pu, contrariamente ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento em que a velocidade é sempre muito próxima de 1.2 pu.

Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 25 kV é apresentada. É considerada uma potência de base de 10 MVA e uma tensão de base de 25 kV. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.70. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.71.

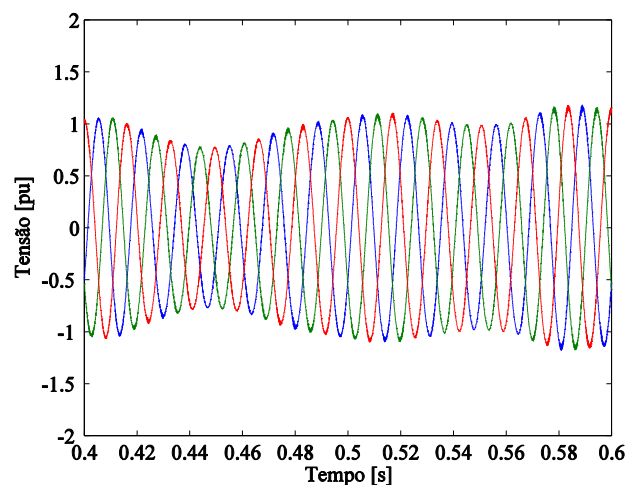


Figura 4.70 – Tensão no barramento de 25 kV.

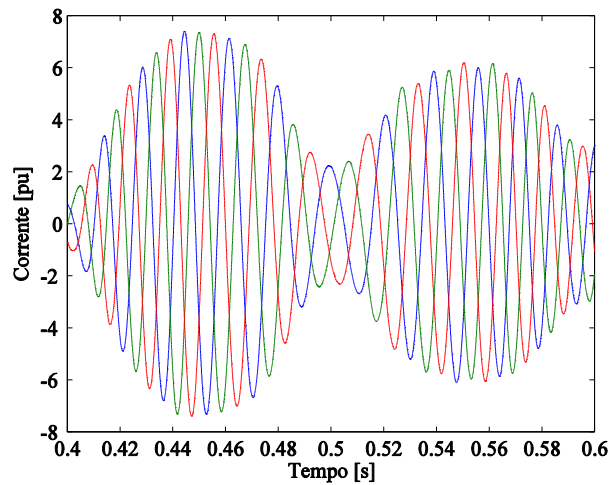


Figura 4.71 – Corrente no barramento de 25 kV.

Na Figura 4.70 e na Figura 4.71, comparando com a Figura 4.7 e com a Figura 4.8, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase B à entrada do retificador, a tensão no barramento de 25 kV, contrariamente ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento, não apresenta um comportamento constante existindo variações na amplitude da onda de tensão que varia entre 1 pu e 0.7 pu, aproximadamente. Por sua vez, a corrente no barramento de 25 kV apresenta valores muito elevados e com variações de amplitude, atingindo amplitudes superiores a 7 pu. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

4.10. Simulação 10 – Troca de Fases à Saída do Gerador

A troca de fases foi efetuada logo à saída do gerador de indução colocado nos aerogeradores eólicos. A troca efetuada foi entre a Fase A e a Fase C.

O objetivo da simulação computacional foi o de observar o comportamento dinâmico do SEE sujeito a uma troca de fases à saída do gerador. A simulação foi efetuada com a troca da Fase A com a Fase C.

Tensão e Corrente no Barramento de 575 V

Nesta simulação é estudada a evolução da tensão e da corrente no barramento de 575 V. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.72. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.73.

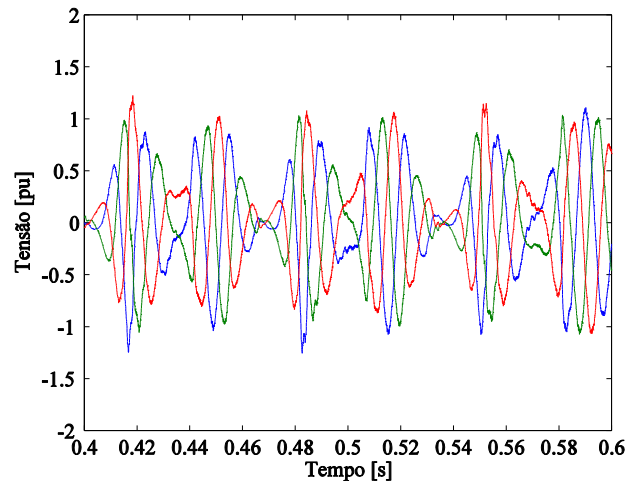


Figura 4.72 – Tensão no barramento de 575 V.

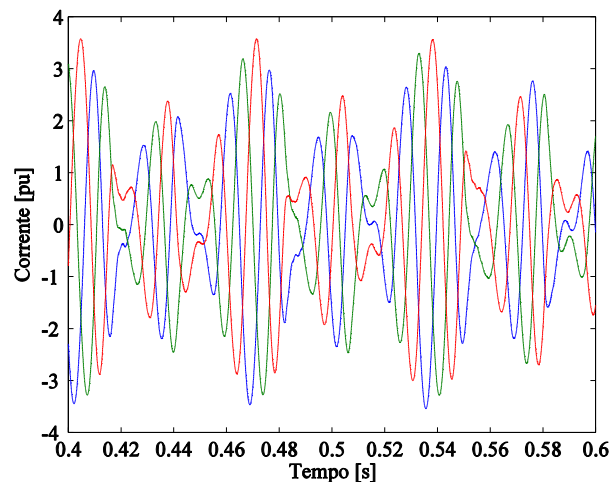


Figura 4.73 – Corrente no barramento de 575 V.

Na Figura 4.72 e na Figura 4.73, comparando com a Figura 4.1 e com a Figura 4.2, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase C à saída do gerador, a tensão no barramento de 575 V possui, aproximadamente, a mesma amplitude máxima que em situação de regime normal de funcionamento mas, não possui um comportamento constante pois, existem intervalos de tempo em que a amplitude da onda da tensão é muito próxima de 0. Por sua vez, a corrente no barramento de 575 V possui três comportamentos distintos ao longo do tempo: durante, aproximadamente, 0.03 s, apresenta uma amplitude de 3 pu seguida de 0.01 s em que a amplitude é inferior a 1 pu e por último 0.02 s em que apresenta uma amplitude de 2 pu, contrariamente ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Potências Ativa e Reativa

A potência ativa é apresentada na Figura 4.74. A potência reativa é apresentada na Figura 4.75.

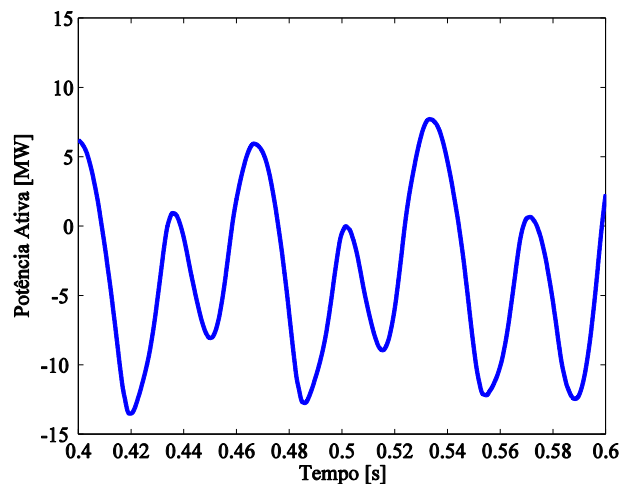


Figura 4.74 – Potência ativa.

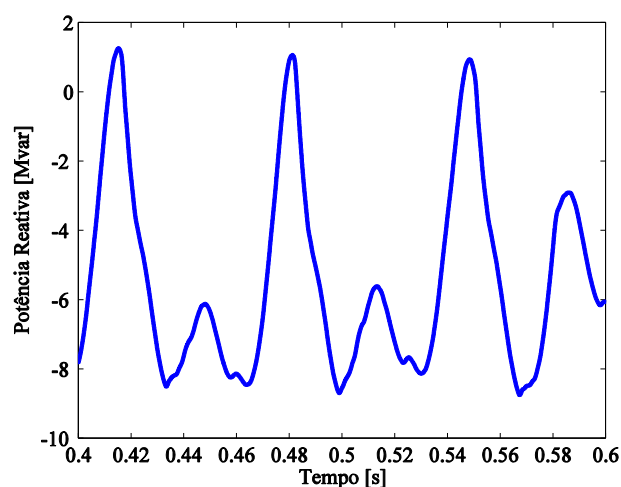


Figura 4.75 – Potência reativa.

Na Figura 4.74 e na Figura 4.75 e, comparando com a Figura 4.3 e com a Figura 4.4, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase C à saída do gerador, a potência ativa apresenta uma maior variação nos valores possuindo valores de amplitude entre -13 MW e 8 MW existindo várias oscilações entre estes valores, contrariamente ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento onde apresenta uma tendência retilínea. Por sua vez, a potência reativa, tal como em situação de regime normal de funcionamento, apresenta, em grande parte o horizonte temporal simulado, valores de potência reativa negativos, mas, mais reduzidos, ultrapassando os -8 Mvar e existindo várias oscilações durante o horizonte temporal. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor

A tensão DC na etapa contínua do conversor é apresentada na Figura 4.76.

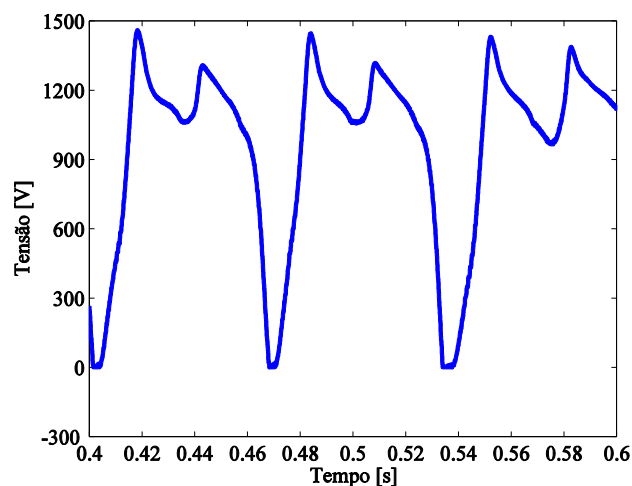


Figura 4.76 – Tensão DC.

Na Figura 4.76, comparando com a Figura 4.5, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase C à saída do gerador, a tensão DC apresenta um comportamento em nada semelhante ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento pois possui variações desde os 0 V até, aproximadamente, aos 1500 V, oscilando entre vários valores durante o horizonte temporal simulado e, com esta falha, a tensão DC difere bastante do valor de referência para a tensão DC de 1150 V.

Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina

A velocidade angular do rotor da turbina é apresentada na Figura 4.77.

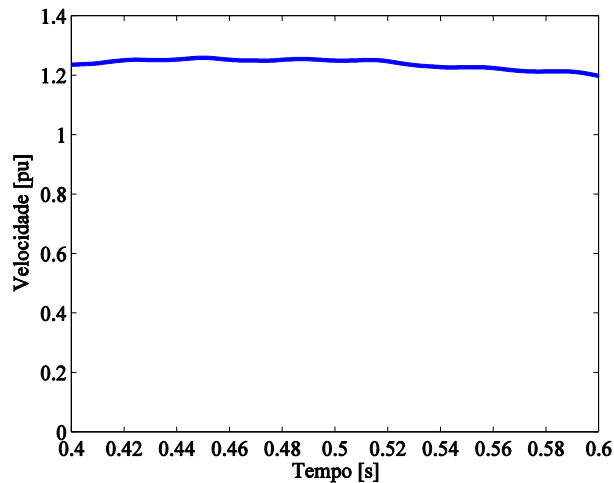


Figura 4.77 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Na Figura 4.77, comparando com a Figura 4.6, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase C à saída do gerador, a velocidade angular de rotação do rotor da turbina apresenta valores ligeiramente superiores do que em situação de regime normal de funcionamento, mas, com uma evolução, aproximadamente retilínea.

Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 25 kV é apresentada. É considerada uma potência de base de 10 MVA e uma tensão de base de 25 kV. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.78. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.79.

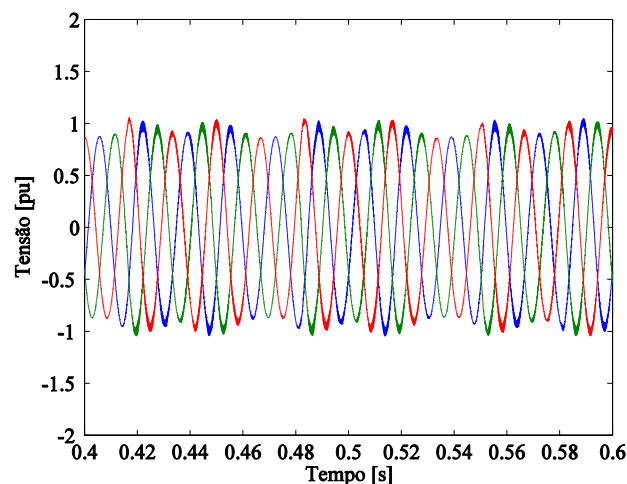


Figura 4.78 – Tensão no barramento de 25 kV.

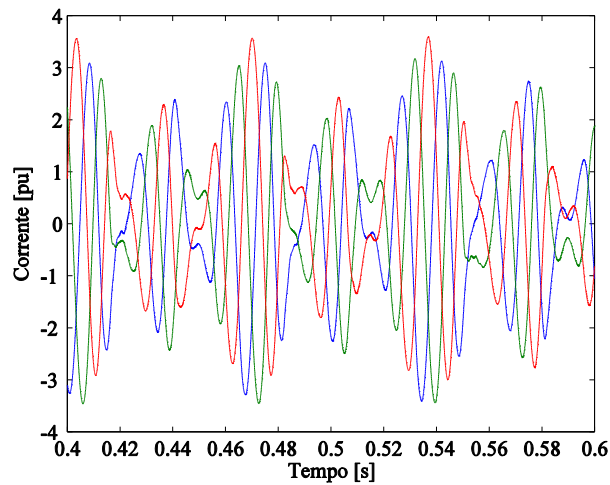


Figura 4.79 – Corrente no barramento de 25 kV.

Na Figura 4.78 e na Figura 4.79, comparando com a Figura 4.7 e com a Figura 4.8, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase C à saída do gerador, a tensão no barramento de 25 kV, apresenta algumas oscilações nos valores de amplitude mas com valores muito próximos de 1 pu, sendo que, existem intervalos de tempo em que apresenta uma amplitude exata de 1 pu. Por sua vez, a corrente no barramento de 25 kV apresenta um comportamento semelhante ao que acontece com a tensão no barramento de 575 V em que existem intervalos de tempo em que a corrente apresenta amplitudes na ordem dos 3 pu, outros em que apresenta amplitudes muito próximas de 1 pu e outros em que apresenta amplitudes próximas de 2 pu, contrariamente ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

4.11. Simulação 11 – Troca de Fases à Saída do *Choke*

O *Choke* é um ramo trifásico com uma resistência e uma indutância em série e fica situado após o conversor eletrônico de potência e antes do barramento de 575 V. A troca de fases foi efetuada à saída do *Choke* entre a Fase A e a Fase C.

O objetivo da simulação computacional foi o de observar o comportamento dinâmico do SEE sujeito a uma troca de fases à saída do *Choke*. A simulação foi efetuada com a troca da Fase A com a Fase C.

Tensão e Corrente no Barramento de 575 V

Nesta simulação é estudada a evolução da tensão e da corrente no barramento de 575 V. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.80. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.81.

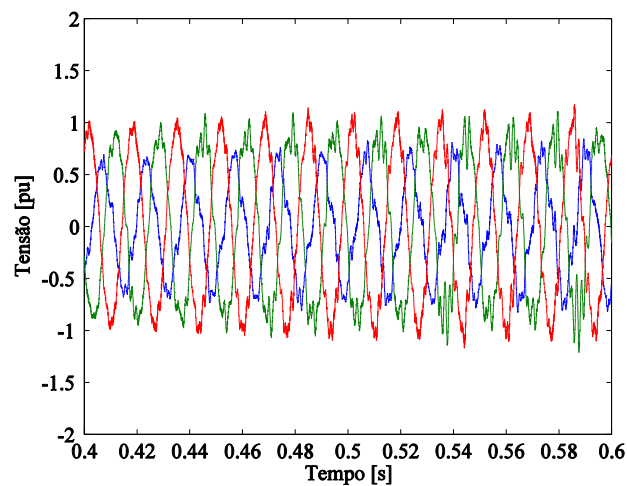


Figura 4.80 – Tensão no barramento de 575 V.

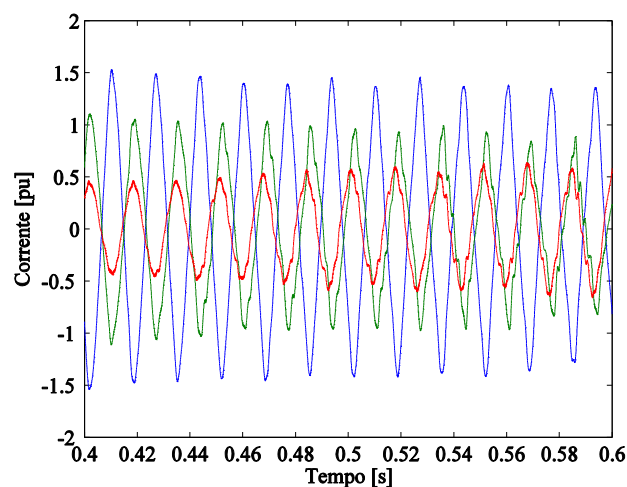


Figura 4.81 – Corrente no barramento de 575 V.

Na Figura 4.80 e na Figura 4.81, comparando com a Figura 4.1 e com a Figura 4.2, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase C à saída do *Choke*, a tensão no barramento de 575 V não apresenta sinusoides perfeitas e duas das fases têm amplitudes muito próximas de 1 pu enquanto que a terceira apresenta amplitudes de, aproximadamente, 0.5 pu. Por sua vez, a corrente no barramento de 575 V possui três amplitudes diferentes, uma para cada uma das fases sendo que uma das fases apresenta uma amplitude de 1.5 pu, a outra uma amplitude de 1 pu e a terceira uma amplitude de 0.5 pu. Não se encontram desfasadas de 120° como na situação de regime normal de funcionamento sendo que duas delas estão em fase e a terceira está em oposição de fase em relação às outras duas.

Potências Ativa e Reativa

A potência ativa é apresentada na Figura 4.82. A potência reativa é apresentada na Figura 4.83.

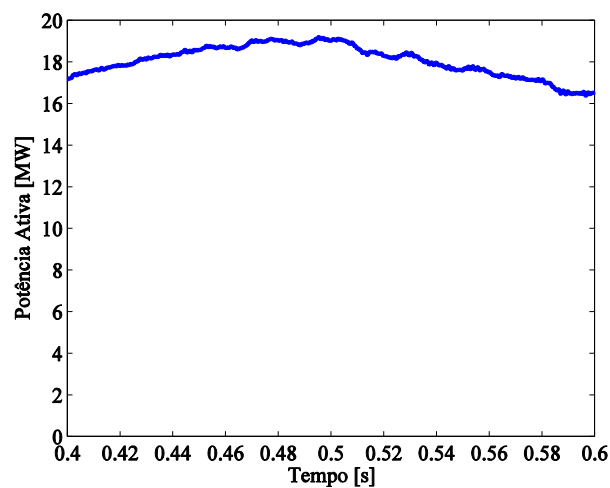


Figura 4.82 – Potência ativa.

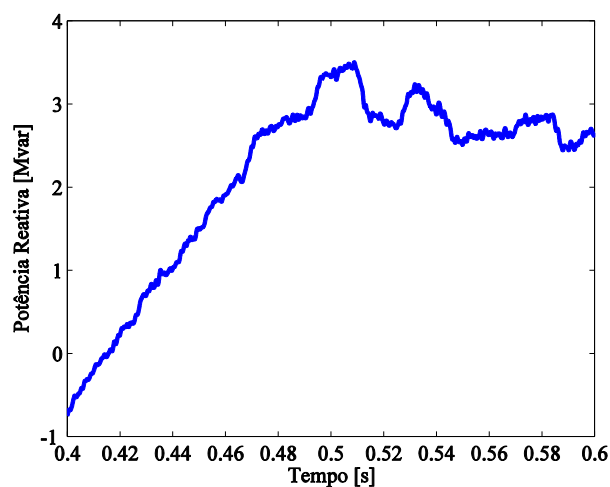


Figura 4.83 – Potência reativa.

Na Figura 4.82 e na Figura 4.83, comparando com a Figura 4.3 e com a Figura 4.4, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase C à saída do *Choke*, a potência ativa apresenta valores de, aproximadamente, o dobro que em situação de regime normal de funcionamento tendo uma tendência crescente até aos 0.48 s e depois uma tendência decrescente até, aproximadamente, 16 MW. Por sua vez, a potência reativa, contrariamente à situação em regime normal de funcionamento, apresenta, em grande parte o horizonte temporal simulado, valores de potência reativa positivos com uma tendência crescente até cerca dos 0.5 s e após este tempo apresenta uma tendência para estabilizar, aproximadamente, nos 2.5 Mvar.

Tensão DC na Etapa Contínua do Conversor

A tensão DC na etapa contínua do conversor é apresentada na Figura 4.84.

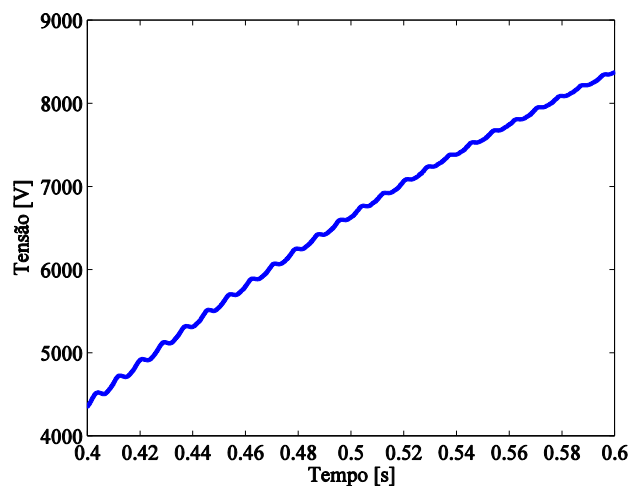


Figura 4.84 – Tensão DC.

Na Figura 4.84, comparando com a Figura 4.5, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase C à saída do *Choke*, a tensão DC apresenta um comportamento em nada semelhante ao que acontece em situação de regime normal de funcionamento pois, possui uma tendência crescente em todo o horizonte temporal simulado. Inicia com um valor de tensão DC já bastante elevado, aproximadamente, 4500 V e, no fim do horizonte temporal simulado, ultrapassa os 8000 V, o que corresponde a valores cerca de sete vezes superior ao valor de referência para a tensão DC e ao valor médio em situação de regime normal de funcionamento, 1150 V. Nesta situação as proteções do SEE iriam atuar.

Velocidade Angular de Rotação do Rotor da Turbina

A velocidade angular de rotação do rotor da turbina é apresentada na Figura 4.85.

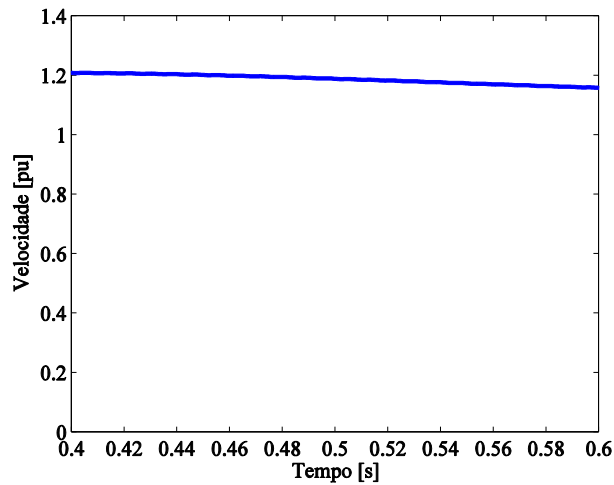


Figura 4.85 – Velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Na Figura 4.85, comparando com a Figura 4.6, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase C à saída do *Choke*, a velocidade angular de rotação do rotor da turbina apresenta exatamente o mesmo comportamento que em situação de regime normal de funcionamento verificando assim que a troca de fases no *Choke* não afeta a velocidade angular de rotação do rotor da turbina.

Tensão e Corrente no Barramento de 25 kV

A evolução da tensão e da corrente no barramento de 25 kV é apresentada. É considerada uma potência de base de 10 MVA e uma tensão de base de 25 kV. A tensão no barramento é apresentada na Figura 4.86. A corrente medida no barramento é apresentada na Figura 4.87.

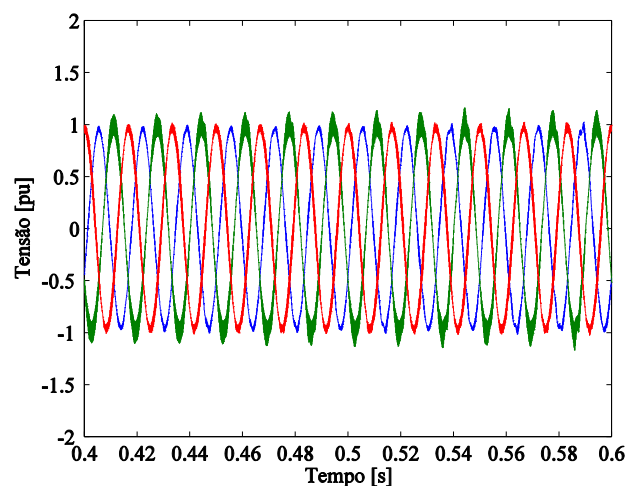


Figura 4.86 – Tensão no barramento de 25 kV.

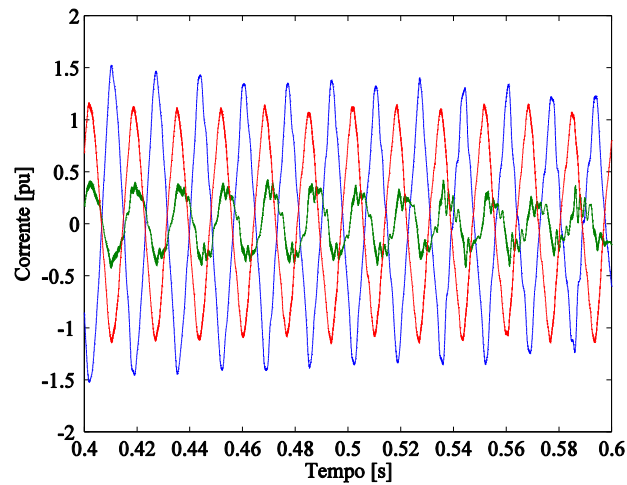


Figura 4.87 – Corrente no barramento de 25 kV.

Na Figura 4.86 e na Figura 4.87, comparando com a Figura 4.7 e com a Figura 4.8, é verificado que em situação de troca da Fase A com a Fase C à saída do *Choke*, a tensão no barramento de 25 kV, apresenta praticamente o mesmo comportamento que em situação de regime normal de funcionamento sendo que existe um ruído maior numa das fases mas que, mesmo assim, possui uma amplitude de, aproximadamente, 1 pu. Por sua vez, a corrente no barramento de 25 kV possui três amplitudes diferentes, uma para cada uma das fases sendo que uma das fases apresenta uma amplitude de 1.5 pu, a outra uma amplitude de, aproximadamente, 1.2 pu e a terceira de, aproximadamente, 0.4 pu. Não se encontram desfasadas de 120° como na situação de regime normal de funcionamento sendo que duas delas estão em fase e a terceira está em oposição de fase em relação às outras duas.

CAPÍTULO

5

Conclusões

Neste capítulo é enunciada a síntese do trabalho e apresentadas as principais conclusões que se extraíram desta dissertação. São, ainda, apontadas algumas direções em que podem ser desenvolvidos trabalhos futuros.

5. Conclusões

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões desta dissertação e também as direções que devem ser tomadas para desenvolvimentos futuros.

5.1. Contribuições

Esta dissertação apresenta contribuições na análise e simulação de falhas em conversores AC-DC-AC num sistema de energia eólica. Com o desenvolvimento desta dissertação foi verificado que existem falhas que alteram o funcionamento normal do SEE e que podem colocar em perigo o SEE quer na sua estrutura quer nos seus equipamentos.

Nesta dissertação foi verificado que a falha que provoca maior alteração do comportamento do SEE em relação ao seu funcionamento normal foi a falha em que existe a perda de uma fase no retificador em que os valores de tensões e correntes atingem valores bastante elevados.

A manutenção preventiva e corretiva nos SEE é de extrema importância para permitir o seu bom funcionamento e para a prevenção quer das falhas simuladas nesta dissertação quer de outras falhas possíveis.

Assim, a contribuição desta dissertação é a seguinte:

C1 – Apoio na tomada de decisão na eventualidade de ocorrência de alguma das falhas simuladas num sistema real.

5.2. Direções de Investigação

Ao longo da elaboração desta dissertação surgiram diversos tópicos que suscitaram algum interesse e que poderão servir de base em trabalhos a desenvolver no futuro. Com base nos tópicos considerados os mais importantes, é possível estabelecer um conjunto de direções de investigação:

1. O estudo do desempenho de um SEE equipado com outro tipo de gerador;
2. O estudo do desempenho de um SEE equipado com outro tipo de conversor;
3. A simulação de outras possíveis falhas para além das simuladas e analisadas nesta dissertação;

Referências

- [1] Teahupoo, 2009. [Online]. Available: <http://energiaeolicanomundo.blogspot.pt/2009/04/energia-eolica.html?zx=a61f82f5b2af73d2>.
- [2] R. Melício, *Modelos Dinâmicos de Sistemas de Conversão de Energia Eólica Ligados à Rede Elétrica*, Covilhã: Tese de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, 2010.
- [3] D. d. Silva, 2009. [Online]. Available: <http://pt.slideshare.net/Dorindasilva/histria-da-energia-elica>.
- [4] F. Clímaco, “Pe Desenvolvimento,” 2009. [Online]. Available: <https://pedesenvolvimento.com/2009/07/15/historia-da-energia-eolica-e-suas-utilizacoes/>.
- [5] R. Melício, *Um Modelo Integrado de Sistemas Eólicos Equipados com Máquinas Síncronas de Velocidade Variável*, Portugal: Tese de Mestrado, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 2004.
- [6] M. M. M. Seixas, *Conversão Eólica Offshore Ligada à Rede Elétrica: Modelação e Simulação*, Évora: Tese de Doutoramento, Universidade de Évora, 2015.
- [7] C. A. Gomes, R. Franco e D. Calado, “e-pública,” 2014. [Online]. Available: <http://e-publica.pt/energiasrenovaveisportugal.html>.
- [8] DGEG, 2016. [Online]. Available: http://www.apren.pt/fotos/newsletter/conteudos/estatisticas_rapidas__janeiro_2016_dgeg_1462362421.pdf.
- [9] A. Baptista, “Diário de Notícias,” 2016. [Online]. Available: <http://www.dn.pt/dinheiro/interior/renovaveis-ja-abasteceram-todo-o-consumo-nacional-durante-46-dias-5249946.html>.
- [10] *Diário da República, 1ª Série - N°253*, 2010.

- [11] V. Akhmatov, H. Knudsen e A. H. Nielsen, "Advanced Simulation of Windmills in the Electric Power Supply", *International Journal of Electrical Power Systems*, vol. 22, pp. 421-434, 2000.
- [12] V. Akhmatov, *Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems with Large Amount of Wind Power*, Denmark: Technical University of Denmark, 2003.
- [13] J. G. Slootweg, H. Polinder e W. L. Kling, "Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18 N°4, pp. 516-524, 2003.
- [14] S. F. P. S. d. Oliveira, *Análise do Comportamento dos Aerogeradores em Situação de Anomalia*, Porto: Tese de Doutoramento, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2004.
- [15] J. A. Baroudi, V. Dinavahi e A. Knight, "A Review of Power Converter Topologies for Wind Generators," *International Journal of Renewable Energy*, vol. 32 N°14, pp. 2369-2385, 2005.
- [16] R. Melício e V. M. F. Mendes, "Doubly Fed Induction Generator Systems for Variable Speed Wind Turbine," *Proceedings of 9th Spanish-Portuguese congress on Electrical Engineering*, Marbella, pp. 161-164, 2005.
- [17] R. Melício e V. M. F. Mendes, "Simulation of a Doubly Fed Induction Generator System with a Variable Speed Wind Turbine," *Proceeding 1st International Conference on Electrical Engineering*, Coimbra, pp. 1-5, 2005.
- [18] B. Badrzadeh e S. K. Salman, "Mechanical Analogous Model of Wind Turbine Generators for Grid Connection Studies," *Power Electronics, Machines and Drives - Institution of Engineering and Technology*, pp. 36-41, 2006.
- [19] S. L. Dale-Dolan e P. Lehn, "Simulation Model of Wind Turbine 3p Torque Oscillations due to Wind Shear and Tower Shadow," *Proceedings IEEE Power Systems Conference and Exposition, PSCE'06*, pp. 2050-2057, 2006.

- [20] M. Ikonen, O. Laakkonen e M. Kettunen, “Two-level and Three-level Converter Comparison in Wind Power Application,” *IEEE Proceeding Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, NORPIE 2006*, 2006.
- [21] S. M. Muyeen, M. H. Ali, R. Takahashi, T. Murata, J. Tamura, Y. Tomaki, A. Sakahara e E. Sasano, “Transient Stability Analysis of Grid Connected Wind Turbine Generator System Considering Multi-Mass Shaft Modeling,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 34 N°10, pp. 1121-1138, 2006.
- [22] S. F. Pinto e J. F. Silva, “Matrix Converters: The Direct Control Approach Using Sliding Mode”, *International Review of Electrical Engineering*, vol. 1 n°4, pp. 468-479, 2006.
- [23] R. C. Portillo, M. M. Prats, J. I. León, J. A. Sanchez, J. M. Carrasco, E. Galvan e L. G. Franquelo, “Modeling Strategy for Back-to-back Three-level Converters Applied to High-power Wind Turbines,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 53 N°5, pp. 1483-1491, 2006.
- [24] Y. Coughlan, P. Smith, A. Mullane e M. O'Malley, “Wind Turbine Modelling for Power System Stability Analysis - A System Operator Perspective,” *IEEE Transactions Power Systems*, vol. 22 N°3, pp. 929-936, 2006.
- [25] R. G. d. Almeida e J. A. P. Lopes, “Participation of Doubly Fed Induction Wind Generators in System Frequency Regulation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22 N°3, pp. 944-950, 2007.
- [26] G. Leloudas, W. J. Zhu, J. N. Sørensen e S. Shen, “Prediction and Reduction of Noise from a 2.3 MW Wind Turbine,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 75 N°1, pp. 1-9, 2007.
- [27] H. Li e Z. Chen, “Transient Stability Analysis of Wind Turbines with Induction Generators Considering Blades and Shaft Flexibility,” *Proceeding 33rd IEEE Annual Conference Industrial Electronics Society, IECON 2007*, pp. 1604-1609, 2007.
- [28] J. Ribrant e L. M. Bertling, “Survey of Failures in Wind Power Systems with Focus on Swedish Wind Power Plants during 1997-2005,” *IEEE Transactions Energy Conversion*, vol. 22 N°1, pp. 167-173, 2007.

- [29] S. T. Tentzerakis e S. A. Papathanassiou, “An Investigation of the Harmonic Emissions of Wind Turbines,” *IEEE Transactions Energy Conversion*, vol. 22, pp. 150-158, 2007.
- [30] B. Beltran, T. Ahmed-Ali e M. E. H. Benbouzid, “Sliding Mode Power Control of Variable-speed Wind Energy Conversion Systems,” *IEEE Transactions Energy Conversion*, vol. 23 N°2, pp. 551-558, 2008.
- [31] D. S. Cunha, *Cenário Actual das Energias Renováveis em Portugal*, Covilhã: Tese de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, 2008.
- [32] C. S. Gray e S. J. Watson, “Physics of Failure Approach to Wind Turbine Condition Based Maintenance,” *Wind Energy*, vol. 13 N°5, pp. 395-405, 2008.
- [33] A. D. Hansen e G. Michalke, “Modelling and Control of Variable-speed Multi-pole Permanent Magnet Synchronous Generator Wind Turbine,” *International Journal of Wind Energy*, vol. 11 N°5, pp. 537-554, 2008.
- [34] S. M. Barakati, M. Kazerani e J. D. Aplevich, “Maximum Power Tracking Control for a Wind Turbine System including a Matrix Converter,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 24 N°3, pp. 705-713, 2009.
- [35] B. Lu, “A Review of Recent Advances in Wind Turbine Condition Monitoring and Fault Diagnosis,” *Power Electronics and Machines in Wind Applications - PEMWA*, pp. 1-7, 2009.
- [36] R. Melício, V. M. F. Mendes e J. P. S. Catalão, “A Pitch Control Malfunction Analysis for Wind Turbines with PMSG and Full-power Converters: Proportional Integral versus Fractional-order Controllers,” *Electric Power Components and Systems*, vol. 38 N°4, pp. 387-406, 2010.
- [37] R. Melício, V. M. F. Mendes e J. P. S. Catalão, “Computer Simulation of Wind Power Systems: Power Electronics and Transient Stability Analysis,” *Kyoto, Japan: International Conference on Power Systems Transients - IPST*, pp. 1-6, 2009.
- [38] R. Melício, V. M. F. Mendes e J. P. S. Catalão, “Harmonic Assessment of Variable-speed Wind Turbines considering a Converter Control Malfunction,” *IET Renewable Power Generation*, pp. 139-152, 2010.

- [39] H. Arabian-Hoseynabadi, H. Oraee e P. J. Tavner, “Failure Modes and Effects Analysis (FMEA) for Wind Turbines,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 32 N°7, pp. 817-824, 2010.
- [40] D. d. S. Costa, *Estudo dos Componentes, Mecanismos de Controlo e Modelos Probabilísticos de Fiabilidade de Sistemas de Energia Eólica*, Covilhã: Tese de Doutoramento, Universidade da Beira Interior, 2010.
- [41] I. d. S. A. d. Fonseca, *Manutenção de Sistemas de Geração de Energia Renovável Eólica através de Redes IP*, Porto: Tese de Doutoramento, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2010.
- [42] F. Lu e C. Wenxiu, “Condition Monitoring and Fault Diagnostics of Wind Turbines,” *Prognostics and System Health Management Conference*, pp. 1-11, 2010.
- [43] R. Jones e P. Waite, “Optimised Power Converter for Multi-MW Direct Drive Permanent Magnet Wind Turbines,” *Proceeding of the 14th European Conference on Power Electronics and Applications*, pp. 1-10, 2011.
- [44] R. Melício, V. Mendes e J. Catalão, “Influence of a Converter Control Malfunction on the Harmonic Behavior of Wind Turbines with Permanent Magnet Generator,” *IEEE International Electric Machines & Drives Conference*, pp. 783-788, 2011.
- [45] R. Melício, V. M. F. Mendes e J. P. S. Catalão, “Transient Analysis of Variable-speed Wind Turbines at Wind Speed Disturbances and a Pitch Control Malfunction,” *Elsevier - Applied Energy*, vol. 88 n°4, pp. 1322-1230, 2011.
- [46] R. Melício, V. M. F. Mendes e J. P. S. Catalão, “Computer Simulations of a Converter Control Malfunction on PMSG-based Wind Turbines,” *International Conference on Computer as a Tool (EUROCON)*, pp. 1-4, 2011.
- [47] R. Melício, V. M. F. Mendes e J. P. S. Catalão, “Transient Analysis of Variable-Speed Wind Turbines during a Converter Control Malfunction,” *International Conference Power Systems Transients*, 2011.

- [48] R. Melício, V. Mendes e J. Catalão, “Wind Turbines Equipped with Fractional-order Controllers: Stress on the Mechanical Drive Train due to a Converter Control Malfunction,” *Wind Energy (WILEY)*, vol. 14 N°1, pp. 13-25, 2011.
- [49] R. Melício, V. Mendes e J. Catalão, “Wind Turbines with Permanent Magnet Synchronous Generator and Full-power Converters: Modelling, Control and Simulation,” em *Wind Turbines*, Vienna, Austria, Ibrahim Al-Bahadly (Editor), INTECH, 2011, pp. 465-494.
- [50] R. Melício, V. Mendes e J. Catalão, “Harmonic Behaviour of Variable-speed Wind Turbines during a Control Fault,” *Proceedings of the IEEE Trondheim PowerTech 2011 Conference*, pp. 19-23, 2011.
- [51] R. Miguel e D. Alves, *Acções Dinâmicas em Estruturas Offshore: Torres Eólicas em Plataformas Flutuantes*, Lisboa: Tese de Doutoramento, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2011.
- [52] N. A. R. d. Silva, *Impacto das Condições Meteorológicas nas Janelas de Oportunidades para Operação de Parques Eólicos Offshore em Portugal*, Lisboa: Tese de Doutoramento, Universidade de Lisboa - Faculdade de Ciências, 2011.
- [53] P. Casau, P. Rosa e C. Silvestre, “Wind Turbines Fault Detection and Identification Using Set-Valued Observers,” *American Control Conference*, pp. 4399-4404, 2012.
- [54] K. Fischer, T. Stalin, H. Ramberg, J. Wenske e R. Karlsson, *Investigation of Converter Failure in Wind Turbines*, Stockholm: Elforsk report 12: 58, 2012.
- [55] B. M. G. d. Santos, *Diagnóstico e Análise de Avarias em Geradores Síncronos de Imanes Permanentes Aplicados em Turbinas Eólicas*, Covilhã: Dissertação de Mestrado, Universidade da Beira Interior, 2012.
- [56] C. D. Sequeira, *A Análise de Vibrações como Ferramenta para a Melhoria da Manutenção em Aero geradores*, Lisboa: Tese de Doutoramento, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, 2012.

- [57] J. Blesa, F. Nejari, D. Rotondo e V. Puig, “Robust Fault Detection and Isolation of Wind Turbine using Interval Observers,” *Conference on Control and Fault-Tolerant System (SysTol)*, pp. 353-358, 2013.
- [58] D. J. d. S. G. Fernandes, *Riscos e Incerteza das Fontes Renováveis na Produção de Energia Elétrica*, Lisboa: Dissertação de Mestrado, Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2013.
- [59] H. Badihi, Y. Zhang e H. Hong, “Wind Turbine Fault Diagnosis and Fault-Tolerant Torque Load Control Against Actuator Faults,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 23 N°4, p. 1351-1372, 2014.
- [60] A. Dahbi, “Analysis of Different Converters Used in Wind Energy Conversion System,” *2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, pp. 352-359, 2014.
- [61] M. Seixas, R. Melício, V. M. F. Mendes e H. M. I. Pousinho, “Simulation of Offshore Wind System with Two-level Converters: HVDC Power Transmission,” *Proceeding of the 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition - PEMC*, pp. 1171-1176, 2014.
- [62] M. Seixas, R. Melício e V. M. F. Mendes, “Fifth Harmonic and Sag Impact on PMSG Wind Turbines with a Balancing Strategy for Capacitor Voltages,” *Elsevier - Energy Conversion and Management*, vol. 79 N°1, pp. 721-730, 2014.
- [63] M. Seixas, R. Melício e V. M. F. Mendes, “Offshore Wind Turbine Simulation: Multibody Drive Train. Back-to-back NPC (Neutral Point Clamped) Converters. Fractional-order Control,” *Elsevier Energy*, vol. 69, pp. 357-369, 2014.
- [64] C. S. Gray, R. Koitz, S. Psutka e F. Wotawa, “An Abductive Diagnosis and Modeling Concept for Wind Power Plants,” *9th IFAC Symposium, Fault Detection, Supervision and Safety for Technical Processes*, vol. 48 N°21, pp. 404-409, 2015.
- [65] M. Seixas, R. Melício, V. M. F. Mendes e C. Couto, “Simulation of a Rectifier Malfunction on a Offshore Wind System with HVDC Transmission,” *Proceeding of the IEEE International Conference on Industrial Technology - ICIT*, pp. 2812-2817, 2015.

- [66] M. Seixas, R. Melício e V. Mendes, “Simulation of Rectifier Voltage Malfunction on OWECs Four-level Converter, HVDC Light Link: Smart Grid context Tool,” *Energy Conversion and Management (ELSEVIER)*, vol. 97, pp. 140-153, 2015.
- [67] M. Seixas, R. Melício, V. Mendes e C. Couto, “Blade Pitch Control Malfunction Simulation in a Wind Energy Conversion System with MPC Five-level Converter,” *Renewable Energy (ELSEVIER)*, vol. 89, pp. 339-350, 2016.
- [68] A. Nordmann, “Wikipedia,” 2007. [Online]. Available: <https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=1708453>.
- [69] U. d. Minho, “Microeólica,” 2013. [Online]. Available: <http://microeolica.weebly.com/vento.html>.
- [70] Hitachi, 2013. [Online]. Available: http://www.hitachi.com/products/power/wind-turbine/feature/image/f02_01.png.
- [71] G. A. M. v. Kuik, “An Inconsistency in the Actuator Disc Momentum Theory,” *International Journal of Wind Energy*, vol. 7, pp. 9-19, 2004.
- [72] V. Brederode, *Fundamentos de Aerodinâmica Incompressível*, Portugal: Departamento de Engenharia Mecânica, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 1997.
- [73] J. N. Sørensen e R. Mikkelsen, “On Validity of Blade Element Momentum Method,” *Proceeding on European Wind Energy Conference*, pp. 362-366, 2001.
- [74] A. Rodrigues e D. Toledo, “Dimensionamento de uma Turbina Eólica,” Studenshow, 2012. [Online]. Available: <http://www.studentshow.com/gallery/6220027/Dimensionamento-de-uma-Turbina-Eolica>.
- [75] C. S. P. C. Viveiros, *Controlo e Supervisão em Sistemas de Conversão de Energia Eólica*, Évora: Tese de Doutoramento, Universidade de Évora, 2015.

- [76] A. Betz, “Das Maximum der Teoretisch Möglichen Ausnützung des Windes Durch Windmotoren,” *Int. J. Zeitschrift für das Gesante Turbinewesen*, vol. 26, pp. 307-309, 1920.
- [77] J. F. Manwell, J. G. McGowan e A. Rogers, *Wind Energy Explained Theory, Design and Application*, West Sussex, England: John Willey & Sons, 2010.
- [78] R. Melício, *Modelação de Sistema de Conversão de Energia Eólica Offshore Integrado na Rede Elétrica*, Évora: Lição de Síntese, Provas para Obtenção do Título Académico de Agregação, Universidade de Évora, 2014.
- [79] Z. Lubosny, *Wind Turbine Operation in Electric Power Systems*, Berlim, Heidelberg, New York: Springer, 2003.
- [80] J. F. Conroy e R. Watson, “Low-voltage Ride-through of a Full Converter Wind Turbine with Permanent Magnet Generator,” *Institution of Engineering and Technology: Renewable Power Generation*, vol. 1 N°3, pp. 182-189, 2007.
- [81] J. G. Slootweg e W. L. Kling, “Aggregated Modelling of Wind Parks in Power Systems Dynamics Simulations,” *IEEE Proceedings - Power Technology Conference*, vol. 3, 2003.
- [82] J. G. Slootweg, S. W. H. d. Haan, H. Polinder e W. L. Kling, “General Model for Representing Variable Speed Wind Turbines in Power System Dynamics Simulations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18 N°1, pp. 144-151, 2003.
- [83] Z. X. Xing, Q. L. Zheng, X. J. Yao e Y. J. Jing, “Integration of Large Doubly-fed Wind Power Generator System into Grid,” *Proceeding 8th International Conference Electrical Machines and Systems*, vol. 2, pp. 1000-1004, 2005.
- [84] R. M. G. Castro, *Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução à Energia Eólica*, Portugal: Textos Didáticos de Apoio à Disciplina de Energias Renováveis e Produção Descentralizada, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 2007.

- [85] J. J. S. Martín, D. Romero, V. Aperribay, J. I. S. Martín, I. Martín, J. M. Arrieta e T. Jiménez, “Evolución del Diseño en los Aerogeneradores y Optimización de los Excedentes de Energía Eólica,” *Proceeding 1st International Congress of Energy and Environment Engineering and Management - ICIEM*, 2005.
- [86] E. Spooner e A. C. Williamson, “Direct Coupled, Permanent Magnet Generators for Wind Turbine Applications,” *IEEE Proceedings - Electrical Power Applications*, vol. 143 N°1, pp. 1-8, 1996.
- [87] J. L. R. Amenedo, J. C. B. Díaz e S. A. Gómez, *Sistemas Eolicos de Producción de Energia Eléctrica*, Madrid: Editorial Rueda, 2003.
- [88] S. K. Salman e A. L. J. Teo, “Windmill Modeling Consideration and Factors Influencing the Stability of a Grid-Connected Wind Power-Base Embedded Generator,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18 N°2, pp. 793-802, 2003.
- [89] G. Ramtharan e N. Jenkins, “Influence of Rotor Structural Dynamics Representations on the Electrical Transient Performance of DFIG Wind Turbines,” *International Journal of Wind Energy*, vol. 10 N°4, pp. 293-301, 2007.
- [90] P. F. Odgaard, J. Stroustrup e M. Kinnaert, “Fault Tolerant Control of Wind Turbines: a Benchmark Model,” *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 21 N°4, pp. 1168-1182, 2013.
- [91] J. F. S. B. Ferreira, *Controlo de Geradores de Indução Duplamente Alimentados em Turbinas Eólicas*, Lisboa: Dissertação de Mestrado, Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, 2009.
- [92] M. S. S. Santoso, *Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants*, Texas: National Renewable Energy Laboratory, The University of Texas at Austin, 2011.
- [93] R. Melício, V. M. F. Mendes e J. P. S. Catalão, “Two-level and Multinevel Converters for Wind Energy Systems: a Comparative Study,” *Proceeding 13th International Power Electronics and Motion Control Conference*, Poland, pp. 1682-1687, 2008.

- [94] J. F. Silva e S. F. Pinto, *Control Methods for Switching Power Converters*, Ed. N. Y. ed., Power Electronics Handbook, Academic Press, 2007, pp. 935-998.
- [95] Mathworks, 2004. [Online]. Available:
<http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/wind-farm-dfig-phasor-model.html>.