

André Pereira Gonçalves

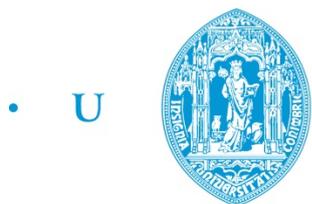
Controlo da máquina de indução
duplamente alimentada, com vista ao
estudo do impacte de falhas na rede no
comportamento de geradores eólicos

Dissertação de Mestrado

Setembro de 2013



UNIVERSIDADE DE COIMBRA



• U • C •

FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS
E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Dissertação de Mestrado

**Controlo da máquina de indução duplamente
alimentada, com vista ao estudo do impacte de falhas
na rede no comportamento de geradores eólicos**

André Pereira Gonçalves

Júri:

Professor Doutor António Paulo Mendes Breda Dias Coimbra (Presidente)

Professor Doutor Sérgio Manuel Ângelo da Cruz (Orientador)

Professor Doutor Pedro Manuel Gens Azevedo de Matos Faia (Vogal)

Setembro 2013

Agradecimentos

Ao meu orientador de tese, Prof. Dr. Sérgio Manuel Ângelo da Cruz, por todo o apoio, compreensão e paciência dados durante todo o processo de conceção da dissertação.

Aos meus pais, Lucília e Rui e à minha irmã Rita, pela preocupação e apoio constante, e por todo o sacrifício realizado, que só assim consegui chegar aonde cheguei.

À minha Dulce, por estar sempre presente nos bons e maus momentos, pela compreensão e encorajamento, por me fazer sentir seguro, e pela sua força de vencer que me faz acreditar no alcance do nosso caminho.

Um grande obrigado ao meu colega e amigo João Agostinho, por todos os momentos de entreaajuda e troca de ideias.

Aos meus colegas de dissertação do laboratório de sistemas eletromecânicos e do laboratório de eletrónica de potência, por me terem permitido pertencer a um grupo de trabalho coeso e confiante.

Resumo

Com a diminuição das reservas dos combustíveis fósseis, com o custo elevado deste e com as mudanças climáticas têm-se vindo a registar um aumento da exploração de fontes de energia renováveis. Desde a última década a exploração de energia eólica foi das que mais tem crescido a nível mundial. Das tecnologias existentes para produção de energia eólica a máquina de indução duplamente alimentada (MIDA) tem sido a mais utilizada, ocupando uma cota do mercado maior a 50 % atualmente. A MIDA apresenta várias vantagens como o custo reduzido do conversor, facilidade em corrigir o fator de potência, poder variar a velocidade e poder funcionar nos quatro quadrantes de potência ativa – reativa. Contudo com a elevada penetração da energia eólica e a ocorrência de cavas de tensão, têm sido impostos requisitos como o *low voltage ride through* (LVRT), que indica as ações que devem ser tomadas perante uma cava de tensão. Tornou-se assim essencial o estudo da MIDA perante as cavas de tensão na rede elétrica.

Neste trabalho é implementado o controlo do conversor que alimenta o rotor da MIDA. É adotado o controlo vetorial por orientação do fluxo estatórico para obter um desacoplamento da potência ativa e reativa no estator. Todo o *setup* foi montado para a implementação experimental da MIDA de 4 kW tendo-se efetuado a aquisição dos sinais medidos e envio de sinais para o conversor com a plataforma *dSpace*. As pás do gerador eólico foram simuladas com um motor de indução (MI) de 7.5 kW acoplado à MIDA. O algoritmo para proceder ao paralelo da MIDA com a rede elétrica foi implementado tanto para velocidades subsíncronas como hipersíncronas. Após a implementação foi analisado o comportamento da MIDA durante a sincronização com a rede elétrica. É ainda analisado o comportamento dinâmico tanto em regimes permanentes como em regimes transitórios com variação de velocidade e variação de potência ativa e reativa do estator. A análise dos resultados obtidos permitiram verificar a grande estabilidade da MIDA perante transitórios bruscos. Verificou-se ainda que o alinhamento do *encoder* com o rotor da MIDA é de enorme importância para se obter um desacoplamento da corrente do rotor, segundo os eixos *dq* perante a estratégia de controlo implementada.

Palavras-chave: MIDA, MI, cava de tensão, LVRT, controlo vetorial, conversor.

Abstract

With the decrease of fossil fuels reserves, high cost and with climate changes, who has been experiencing an increase in the exploitation of renewable energy sources. Since the last decade, the exploitation of wind energy was the source that most has growth worldwide. Regarding the existing technologies for wind energy, the doubly fed induction Generator (DFIG) has been the most widely used and occupies more than 50 % share of the market today. The DFIG offers many advantages such as reduced converter cost, easy power factor correction, variable speed operation and four quadrants active and reactive power control capability. However, with the high penetration of wind energy and due to the occurrence of voltage dips requirements have been applied, such as the low voltage ride through (LVRT) capability, which indicates actions that shall be taken into account during a voltage dip. Thus it is essential to study the DFIG in face of voltage dips on power grid.

In this work, the control of the converter that feeds the DFIGs rotor was implemented. Stator flux oriented vector control is adopted to achieve decoupling control of the active stator and the reactive power. An entire experimental setup was assembled for the implementation of the DFIG of 4 kW, measurements of the signals and control of the converter were carried out by using a dSpace platform. The blades of the wind generator were simulated with an induction motor (IM) of 7.5 kW coupled to the DFIG. The algorithm to connect the DFIG to the power grid was implemented for hyper-synchronous as for sub-synchronous speeds. After its implementation, the behavior of the DFIG during synchronization with the grid was analyzed. It is also analyzed the dynamic behavior in steady state and transient state by varying the speed, by the active and reactive power of the stator. Also, the high stability against sudden transient for the DFIG were observed. Further, it was found that the encoder alignment with the DFIGs rotor is of great importance to achieve the decoupling of the rotor current, according to the dq axis regarding the control strategy implemented.

Keywords: DFIG, IM, voltage sag, LVRT, vector control, converter.

Índice

Lista de figuras	xii
Lista de tabelas	xvi
Simbologia.....	xvii
1. Introdução.....	1
1.1 Configuração dos geradores eólicos	2
1.2 Motivação e objetivos.....	4
2. Falhas na rede elétrica	5
2.1 Origem das falhas	5
2.2 Caracterização das cavas de tensão	5
2.3 <i>Low voltage ride through</i> (LVRT)	10
2.4 Consequências de falhas na rede na MIDA.....	11
3. Análise e controlo da MIDA	15
3.1 Deslizamento e fluxo de potências	15
3.2 Descrição do modelo da MIDA em eixos dq	17
3.3 Malhas de controlo do conversor que alimenta o rotor	21
3.3.1 Malha de controlo da corrente do rotor.....	21
3.3.2 Malha de controlo da potência ativa do estator.....	22
3.3.3 Malha de controlo da potência reativa do estator.....	23
4. Implementação experimental do controlo da MIDA	24
4.1 Diagrama geral de controlo do rotor.....	24
4.2 Alinhamento do <i>encoder</i>	26
4.2 Estimador híbrido do fluxo magnético	26
4.3 Condições necessárias para ligar a MIDA à rede	27
4.3.1 Estimação das tensões estatóricas	27
4.3.2 Sincronização com a rede.....	28
4.4 Montagem laboratorial	30
4.5 Parametrização do sistema.....	31
5. Resultados experimentais	36
5.1 Sincronização com a rede	36
5.2 Paralelo da MIDA com a rede	37
5.3 Funcionamento em regime permanente da MIDA	38
5.4 Variação da velocidade da MIDA	41

5.5	Funcionamento em regime transitório da MIDA	44
6.	Conclusões e sugestões para trabalhos futuros.....	49
	Bibliografia	51
Anexo A	– Modelo implementado em Simulink e monitorização em tempo real.....	57
Anexo B	– Montagem do <i>setup</i> experimental	62

Lista de figuras

Fig. 1.1 – Principais componentes de um gerador eólico [2].	2
Fig. 1.2 – Diferentes configurações dos geradores eólicos: a) gerador de indução com gaiola de esquilo; b) gerador síncrono; c) máquina de indução duplamente alimentada (MIDA) [13].	3
Fig. 2.1 – Parâmetros de uma cava de tensão [20].	6
Fig. 2.2 – Curto-circuito bifásico na rede elétrica [39].	7
Fig. 2.3 – Diferentes cavas de tensão para níveis de tensão diferentes [42].	9
Fig. 2.4 – Decomposição do fluxo estatórico: a) antes da falha e no instante $t = 0$; b) evolução do fluxo durante a cava de tensão [30, 46].	12
Fig. 2.5 – Decomposição do fluxo estatórico para diferentes instantes, fluxo pré-falha e fluxo no instante ($t = 0$): a) fluxos com a mesma direção sem transitório; b) fluxos com direção oposta originam um transitório máximo [30].	13
Fig. 2.6 – Métodos preventivos: a) crowbar ativo controlado através do IGBT; b) <i>braking chopper</i> [30].	14
Fig. 3.1 – Balanço de potências da MIDA de acordo com o critério do consumidor [30].	15
Fig. 3.2 – Orientação do fluxo estatórico, segundo o eixo d do referencial síncrono [52].	17
Fig. 3.3 – Modelo dq da MIDA num referencial síncrono [30].	17
Fig. 3.4 – Diagrama de blocos das malhas de corrente com os termos de compensação [30].	21
Fig. 3.5 – Diagrama de bloco da malha de controlo da potência ativa [30].	22
Fig. 3.6 – Tempo de subida da corrente rotórica dos 10 % aos 90 %.	23
Fig. 3.7 – Diagrama de bloco da malha de controlo da potência reativa [57].	23
Fig. 4.1 – Sistema de controlo do conversor que alimenta o rotor.	24
Fig. 4.2 – Referencial estatórico, síncrono e rotórico [54, 58].	25
Fig. 4.3 – Diagrama de blocos da estimação do fluxo estatórico, através das tensões e correntes do estator.	27
Fig. 4.4 – Malha de controlo da amplitude da tensão [30].	28
Fig. 4.5 – Malha de controlo de fase da tensão [30].	29

Fig. 4.6 – Sincronização da tensão entre a rede elétrica e o estator da MIDA.....	29
Fig. 4.7 – Esquema experimental do sistema de controle da MIDA.	30
Fig. 4.8 – Indutância de magnetização L_m em função da corrente de magnetização do estator I_m a 1500 rpm.	33
Fig. 5.1 – Sincronismo com a rede elétrica: a) correntes no rotor em coordenadas dq; b) fluxo estatórico encadeado, em eixos $\alpha\beta$, num referencial estatórico.	36
Fig. 5.2 – Sincronização da tensão da fase a estimada dos enrolamentos estatóricos com a rede elétrica.	37
Fig. 5.3 – Medição da tensão de uma fase do estator e das tensões da rede elétrica: a) ligação da MIDA à rede elétrica aos $t = 0.04$ s; b) desconexão da MIDA da rede elétrica aos $t = 0.538$ s. ...	37
Fig. 5.4 – Correntes do estator com ligação da MIDA à rede elétrica no instante $t = 0.04$ s e desconexão no instante $t = 0.538$ s.	38
Fig. 5.5 – Velocidade 1700 rpm: a) potência ativa do estator e do rotor; b) potência reativa do estator e do rotor.	38
Fig. 5.6 – Tensão e corrente da fase a do estator à velocidade 1700 rpm.	39
Fig. 5.7 – Tensão e corrente da fase A do rotor num referencial rotórico à velocidade de 1700 rpm.	39
Fig. 5.8 – Velocidade 1030 rpm: a) potência ativa do estator e do rotor; b) potência reativa do estator e do rotor.	40
Fig. 5.9 – Tensão e corrente da fase a do estator à velocidade 1030 rpm.	41
Fig. 5.10 – Tensão e corrente da fase A do rotor num referencial rotórico à velocidade de 1030 rpm.	41
Fig. 5.11 – a) Velocidade mecânica do rotor; b) Binário eletromagnético da MIDA.	42
Fig. 5.12 – Potência ativa do estator e do rotor em função da velocidade do rotor.	42
Fig. 5.13 – Potência reativa do estator e do rotor em função da velocidade do rotor.	43
Fig. 5.14 – Corrente elétrica da fase A e C do rotor em função da velocidade do rotor.	43
Fig. 5.15 – Tensões aplicadas pelo conversor no rotor em função da velocidade do rotor.	44
Fig. 5.16 – Transitório da potência ativa do estator a 1030 rpm: a) potência ativa do estator e do rotor; b) potência reativa do estator e do rotor.	45

Fig. 5.17 – Corrente do rotor em eixos dq a 1030 rpm perante variação da potência ativa no estator.	45
Fig. 5.18 – Transitório da potência ativa no estator da MIDA a 1030 rpm: a) velocidade e binário da MIDA; b) tensão do barramento DC.	46
Fig. 5.19 – Tensão e corrente da fase a do estator a 1030 rpm com transitório da potência ativa do estator.	46
Fig. 5.20 – Transitório da potência reativa do estator a 1030 rpm: a) potência ativa do estator e do rotor; b) potência reativa do estator e do rotor.	47
Fig. 5.21 – Corrente do rotor em eixos dq a 1030 rpm perante variação da potência reativa no estator.	47
Fig. 5.22 – Transitório da potência reativa no estator da MIDA a 1030 rpm: a) velocidade e binário eletromagnético da MIDA; b) tensão do barramento DC.	48
Fig. 5.23 – Tensão e corrente da fase a do estator a 1030 rpm com transitório da potência reativa do estator.	48
Fig. A.1 – Visão geral do modelo implementado.	57
Fig. A.2 – Visão geral do bloco do controlo vetorial do conversor que alimenta o rotor.	58
Fig. A.3 – Bloco do controlo das malhas internas de corrente do rotor, em eixos dq	58
Fig. A.4 – Bloco do controlo das malhas externas da potência ativa e reativa do estator.	59
Fig. A.5 – Bloco do controlo das malhas externas de amplitude e de fase para o sincronismo das tensões do estator com as tensões da rede elétrica.	59
Fig. A.6 – Bloco do estimador híbrido do fluxo estático, estimador das tensões induzidas nos enrolamentos do estator e estimação da indutância de magnetização da MIDA.	60
Fig. A.7 – Comutação entre o controlo das malhas de potência, malhas de sincronização e manual das correntes do rotor.	60
Fig. A.8 – Interface com o utilizador para a monitorização em tempo real do sistema.	61
Fig. B.1 – Representação da Máquina de indução duplamente alimentado (MIDA) e do Motor de indução (MI).	62
Fig. B.2 – Inversor (CFM-11 VECTRUE INVERTER) que alimenta o MI e as suas ligações. ..	63
Fig. B.3 – Autotransformador que alimenta o barramento DC.	63

Fig. B.4 – Autotransformador que liga ao estator quando existe as condições necessárias.....	63
Fig. B.5 – Conversor que alimenta o rotor da MIDA com a indutância de filtro.	63
Fig. B.6 – Proteção do estator e do rotor contra sobrecorrentes.	63
Fig. B.7 – Plataforma de aquisição de dados dSpace.....	64
Fig. B.8 – Módulo de processamento de dados DS1103 PPC Board.....	64
Fig. B.9 – Módulos para controlo do MI e disjuntor para ligar a MIDA à rede elétrica.	64

Lista de tabelas

Tabela 2.1 – Sete tipos de falha de um sistema trifásico de acordo com a classificação ABC [37].	8
Tabela 2.2 – Cavas de tensão distintas entre o primário e secundário de um transformador [42]	10
Tabela 3.1 – Modos de operação da MIDA	15
Tabela 4.1 – Dados do ensaio em curto-circuito com rotor travado.	31
Tabela 4.2 – Ensaio em vazio com o rotor em curto-circuito.	32
Tabela 4.3 – Dados para o cálculo da razão do número de espiras do estator e do rotor parado..	33
Tabela 4.4 - Parâmetros característicos da MIDA	34
Tabela 4.5 - Chapa de características do MI e do conversor do lado do rotor.....	35
Tabela 4.6 - Parâmetros da indutância de filtro do lado do rotor e do condensador do barramento DC	35
Tabela 4.7 - Parâmetros dos controladores PI's das malhas de controlo otimizados.....	35

Lista de símbolos

a	Razão do número de espiras do estator e do rotor	
f_{es}	Frequência do sistema de alimentação da rede	Hz
f_c	Frequência de corte do filtro passa baixo	Hz
i_{dr}, i_{qr}	Correntes elétricas rotóricas, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede	A
i'_{dr}, i'_{qr}	Correntes elétricas rotóricas, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede, referidas ao estator	A
i_{ds}, i_{qs}	Correntes elétricas estatóricas, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede	A
\bar{i}_r	Fasor da corrente elétrica rotórica	A
\bar{i}_s	Fasor da corrente elétrica estatórica	A
u_{dr}, u_{qr}	Tensões rotóricas, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede	V
u'_{dr}, u'_{qr}	Tensões rotóricas referidas ao estator, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede	V
u_{ds}, u_{qs}	Tensões estatóricas, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede	V
$u_{\alpha s}, u_{\beta s}$	Tensões estatóricas, em eixos $\alpha\beta$, num referencial estatórico	V
$u_{\alpha g}, u_{\beta g}$	Tensões da rede elétrica, em eixos $\alpha\beta$, num referencial estatórico	V
\bar{u}_s	Fasor das tensões dos enrolamentos estatóricos da MIDA	V
\bar{u}_g	Fasor das tensões da rede elétrica	V
u_{erro}	Amplitude do erro entre as tensões da rede elétrica e dos enrolamentos estatóricos	V
s	Deslizamento do rotor	
p	Número de pares de pólos	
$i_{dr}(s), i_{qr}(s)$	Correntes elétricas rotóricas, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede no domínio de Laplace	A
$i_{dr_manual}^e$	Valor manual imposto á referência da corrente elétrica do rotor, segundo o eixo d do referencial síncrono alinhado com a tensão da rede	A
$i_{qr_manual}^e$	Valor manual imposto á referência da corrente elétrica do rotor, segundo o eixo q do referencial síncrono alinhado com a tensão da rede	A

$i_{drssync}^e, i_{qrssync}^e$	Referência das correntes elétricas do rotor para o sincronismo, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede	A
G_p	Ganho da função de transferência da potência ativa	
G_Q, G_{Q1}	Ganhos da função de transferência da potência reativa	
K_{pi}, K_{pp}, K_{pq}	Ganho proporcional dos controladores da corrente, potência ativa e potência reativa	
K_{pa}, K_{pf}	Ganho proporcional dos controladores da tensão e da fase	
L_{aA}	Indutância mútua entre a fase a do estator e a fase A do rotor da MIDA	H
L_{fr}	Indutância do filtro do rotor	H
L_{lr}	Indutância de fugas dos enrolamentos rotóricos	H
L'_{lr}	Indutância de fugas dos enrolamentos rotóricos referido ao estator	H
L_{ls}	Indutância de fugas dos enrolamentos estatóricos	H
L_m	Indutância de magnetização	H
L_r	Indutância própria dos enrolamentos rotóricos	H
L'_r	Indutância própria dos enrolamentos rotóricos referida ao estator	H
L_s	Indutância própria dos enrolamentos estatóricos	H
L_{sr}	Indutância mútua estator – rotor, em eixos dq	H
R_{crow}	Resistência elétrica do <i>crowbar</i>	Ω
R_r	Resistência elétrica dos enrolamentos rotóricos	Ω
R'_r	Resistência elétrica dos enrolamentos rotóricos referida ao estator	Ω
R_s	Resistência elétrica dos enrolamentos estatóricos	Ω
T_{atraso}	Atraso total do sistema implementado	s
T_{em}	Binário eletromagnético desenvolvido pela MIDA	N.m
T_{ii}, T_{ip}, T_{iq}	Tempo integral dos controladores de corrente, potência ativa e potência reativa	s
T_{ia}, T_{if}	Tempo integral dos controladores de amplitude e de fase	s
T_s	Tempo de amostragem do controlo	s
P_{cur}	Potência de perdas no cobre dos enrolamentos rotóricos	W
P_{cus}	Potência de perdas no cobre dos enrolamentos estatóricos	W
P_r	Potência ativa rotórica	W
P_s	Potência ativa estatórica	W
P_{mec}	Potência mecânica	W
P_δ	Potência que atravessa o entreferro da MIDA	W

Q_r	Potência reativa rotórica	VAr
Q_s	Potência reativa estatórica	VAr
t_r	Tempo de subida	s
$u_{dr}(s), u_{qr}(s)$	Tensões rotóricas, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede no domínio de Laplace	V
u_{drc}^e, u_{qrc}^e	Termos de compensação da tensão do rotor, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a rede	V
$U_{x'}, U_x$	Fasores das tensões em PCC e no ponto onde ocorre o curto-circuito ($x \in \{a, b, c\}$)	V
\bar{U}_{sx}	Fasores das tensões aos terminais do gerador ($x \in \{a, b, c\}$)	V
\bar{Z}_s, \bar{Z}_F	Impedância vista em PCC do lado do gerador e do lado da rede	Ω
α_i	Largura de banda da malha de corrente rotórica	rad/s
θ_{cor}	Correção do ângulo entre a fase a do rotor e a posição zero do encoder	rad
θ_{erro}	Erro do ângulo do fasor das tensões entre a rede elétrica e o estator	rad
θ_{enc}	Posição mecânica do rotor	rad
θ_{es}	Posição angular elétrica do fasor do fluxo estatórico, num referencial estatórico	rad
θ_m	Posição angular elétrica do referencial rotórico, num referencial estatórico	rad
θ_r	Posição angular elétrica do fasor do fluxo estatórico, num referencial rotórico	rad
θ_1	Posição angular elétrica do fasor das tensões dos enrolamentos estatóricos num referencial estatórico	rad
θ_2	Posição angular elétrica do fasor das tensões da rede	rad
Ω_m	Velocidade angular mecânica de rotação do rotor	rad/s
σ	Fator de dispersão	
ψ_{dr}, ψ_{qr}	Fluxo rotórico encadeado, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede	Wb
ψ_{ds}, ψ_{qs}	Fluxo estatórico encadeado, em eixos dq , num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede	Wb
$\bar{\psi}_s$	Fasor do fluxo encadeado estatórico	Wb
$\bar{\psi}_{sn}$	Valor do fasor do fluxo estatórico encadeado natural, em regime transitório	Wb

$\bar{\psi}_{snom}$	Fasor do fluxo encadeado estatórico nominal	Wb
$\bar{\psi}_{sf}$	Valor do fasor do fluxo estatórico encadeado forçado, em regime permanente	Wb
$\bar{\psi}_{sf}^+$	Componente de sequência positiva do fasor do fluxo estatórico encadeado	Wb
$\bar{\psi}_{sf}^-$	Componente de sequência negativa do fasor do fluxo estatórico encadeado	Wb
$\psi_{\alpha s, \beta s}$	Fluxo estatórico encadeado, em eixos $\alpha\beta$, num referencial estatórico	Wb
ω_r	Frequência angular elétrica de deslizamento	rad/s
ω_{es}	Frequência angular elétrica de sincronismo	rad/s
ω_m	Velocidade angular elétrica de rotação do rotor	rad/s

Índices e expoentes

a, b, c	Componentes em coordenadas de fase (a, b, c)
c	Compensado
R, S, T	Componentes em coordenadas de fase (R, S, T)
d, q	Componente direta e em quadratura no sistema de eixos dq
s	Relativo ao estator
e	Referencial síncrono, com o fasor do fluxo alinhado com eixo d
r	Relativo ao rotor
α, β	Componentes do referencial estatórico estacionário
*	Referência
+	Sequência positiva
-	Sequência negativa
<i>sync</i>	Sincronismo automático
<i>manual</i>	Controlo manual através da interface do utilizador

Abreviaturas

MIDA	<i>Doubly-Fed Induction Generator</i> - Máquina de indução duplamente alimentada
LVRT	<i>Low Voltage Ride Through</i>
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
EMC	<i>Electromagnetic compatibility</i> - Compatibilidade Eletromagnética
MI	Motor de Indução
HMI	<i>Human Machine Interface</i> - Interface Homem Máquina
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
PCC	<i>Point of Common Coupling</i> – Ponto comum de ligação à rede elétrica
AC	Corrente Alternada
PLL	<i>Phase Locked Loop</i>
DC	Corrente Contínua
PI	Controlador Proporcional-Integral
DSP	Processador Digital de Sinal
FP	Fator de Potência
ZOH	<i>Zero-order hold</i>
ADC	<i>Analog-to-digital converter</i>

1. Introdução

Com a diminuição das reservas de combustíveis fósseis e o aumento do preço destes, assim como com as preocupações relativas à mudança de clima no planeta, tornou-se crucial a exploração das energias renováveis.

Durante a última década, a exploração da energia eólica teve um crescimento anual entre 20 a 40 % [1]. Das energias renováveis, esta foi a que teve maior crescimento a nível mundial e não há indícios de que este esteja abrandar [2, 3]. O vento, como fonte de energia primária, está disponível globalmente em abundância tanto em *onshore* como *offshore* [4]. Até agora, é a tecnologia mais madura entre os diversos tipos de energia renovável existentes com melhor valor económico [5]. Tornou-se também uma das fontes de energia renováveis fundamentais para a Europa, e até a nível mundial [6]. Das energias renováveis existentes, a União europeia tem investido maioritariamente na exploração dos geradores eólicos [7], levando ao aperfeiçoamento das pás da turbina, da máquina elétrica, dos acoplamentos mecânicos e dos métodos de controlo [8]. Como consequência, os parques eólicos estão a aumentar a um ritmo notável, com os seus custos a decrescer ao longo dos anos [7], sendo construídos cada vez mais geradores com potências superiores, podendo estas atingir ou até superar 5 MW [9].

A indústria europeia de energia eólica formulou metas para atingir uma capacidade instalada de 180 GW até o ano 2020, e de 300 GW até ao final de 2030, na Europa. Os países com uma elevada penetração de energia eólica, tais como a Dinamarca, Alemanha e Espanha, demonstraram que este cenário é totalmente atingível em termos técnicos e económicos [9]. A Dinamarca permanece no *ranking* dos países europeus com maior taxa de penetração de energia eólica, estando esta situada acima dos 27.1 %, podendo exceder nalgumas horas do ano os 100 %. Segue-se Portugal com uma taxa de penetração de 16.8 % e Espanha com 16.3 %, isto relativamente ao ano de 2012 [10].

Contudo, a rápida penetração da energia eólica na rede elétrica, isto é, a quantidade de energia eólica entregue à rede elétrica (*onshore* e *offshore*) dividida pela energia total entregue à rede [11], conduziu à necessidade de reformular os códigos de rede existentes no passado, segundo os quais os geradores no passado podiam sair de serviço na presença de uma falha ou cava de tensão brusca na rede elétrica. Nos novos códigos de rede, dos diversos países, os operadores de rede de transporte exigem uma maior fiabilidade dos geradores eólicos para a interligação da rede elétrica, a fim de alcançar os objetivos, tais como a continuidade e a segurança do fornecimento de energia, bem como novas abordagens em operação do sistema de energia. Neste

sentido, alguns países emitiram códigos de rede para a conexão de parques eólicos à rede elétrica, dirigidos para a transmissão e para a distribuição. Na maioria dos casos, quando ocorrem falhas, estes requisitos têm foco na controlabilidade, qualidade de energia e suporte à rede elétrica [12].

1.1 Configuração dos geradores eólicos

O princípio de funcionamento de um gerador eólico consiste em converter a energia proveniente do vento em energia mecânica, nas pás da turbina, a qual de seguida é convertida em energia elétrica através do gerador, que por sua vez é transferida para a rede elétrica através de um transformador. Na Fig. 1.1 são representados os principais componentes de um gerador eólico.

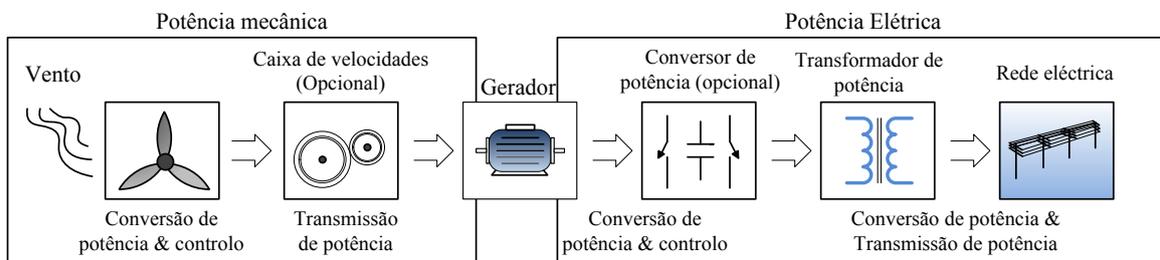


Fig. 1.1 – Principais componentes de um gerador eólico [2].

Atualmente, os sistemas eólicos existentes são constituídos geralmente por 3 tipos de gerador elétrico: o gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo, o gerador síncrono, e o gerador de indução duplamente alimentado [13].

Os parques eólicos mais antigos usam tipicamente o gerador de indução com gaiola de esquilo a velocidade constante. Estes são ligados diretamente à rede elétrica (Fig. 1.2 (a)) e destacam-se por serem robustos, simples em termos construtivos, e requerem um investimento inicial menor. No entanto, também são conhecidos pela sua falta de flexibilidade no que diz respeito à variação da sua velocidade em função do seu binário, o que se torna numa grande desvantagem, uma vez que este gerador durante o seu funcionamento permite apenas variar a sua velocidade de sincronismo entre 1 % a 2 % [13].

Com o gerador síncrono é possível obter uma ampla variação da velocidade mecânica da turbina. Podemos observar na Fig. 1.2 (b) o conversor entre a rede elétrica e o gerador síncrono que permite o desacoplamento entre a velocidade mecânica e a frequência da rede. Porém, este conversor apresenta uma grande desvantagem pelo fato de ter que ser dimensionado para a potência nominal do gerador síncrono. O que encarece bastante os custos.

Por último, a Máquina de Indução Duplamente Alimentada (MIDA), mais conhecida pela literatura internacional como *Doubly-fed Induction Generator*, à qual versa este trabalho, tem sido aplicada em grande escala na produção de energia eólica [14, 15], ocupando já mais de 50 % do mercado [16]. O estator da MIDA é diretamente ligado a rede elétrica. Um dos principais constituintes desta máquina é o conversor back-to-back (Fig. 1.2 (c)) o qual é constituído por dois conversores, um do lado do rotor e outro do lado da rede interligados através de um barramento de Corrente Contínua (DC), o que permite o desacoplamento entre as tensões aplicadas no rotor das tensões da rede elétrica.

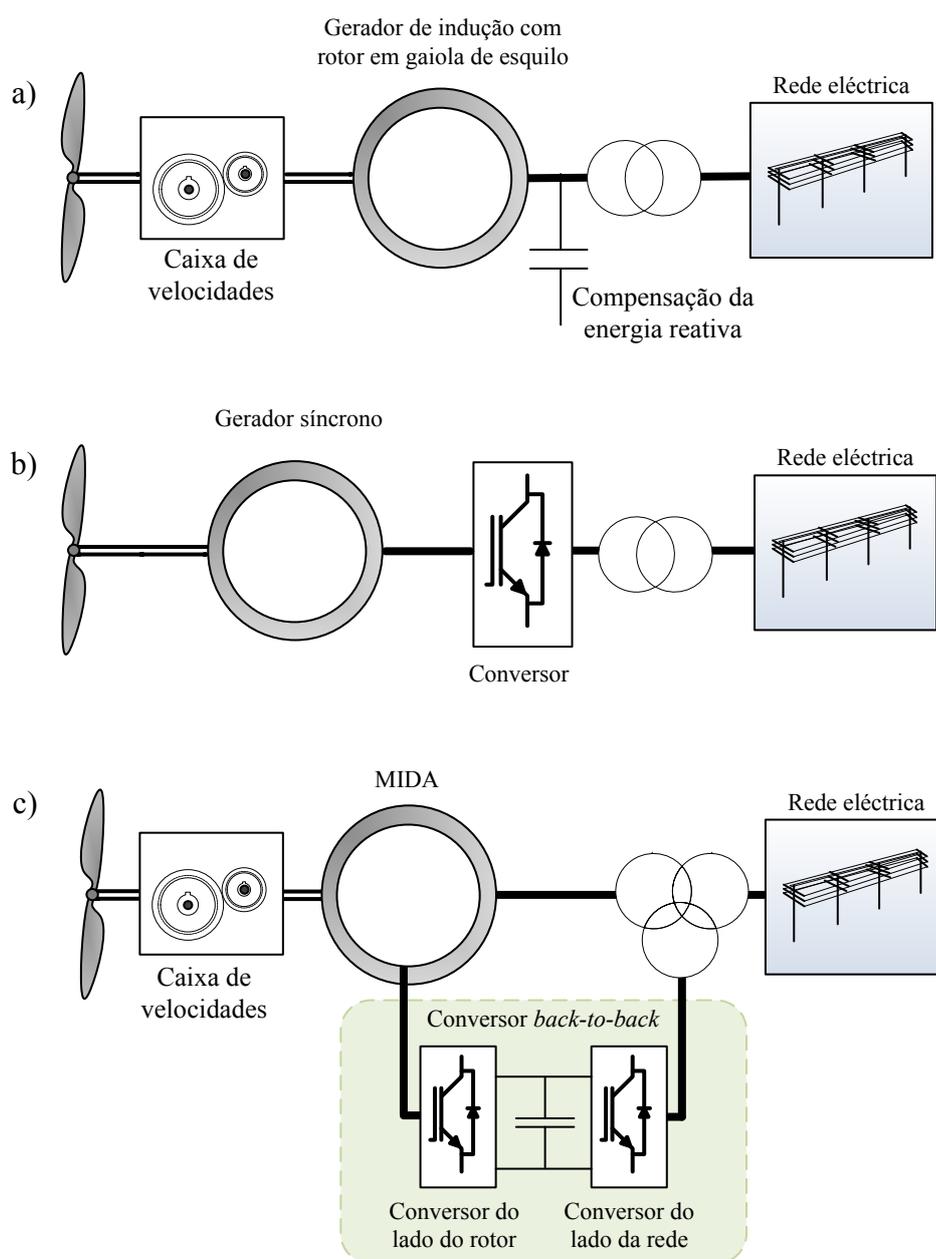


Fig. 1.2 – Diferentes configurações dos geradores eólicos: a) gerador de indução com gaiola de esquilo; b) gerador síncrono; c) máquina de indução duplamente alimentada (MIDA) [13].

Tipicamente, este conversor *back-to-back* é dimensionado para operar dentro da gama dos 30 % a 35 % da potência nominal do gerador, reduzindo assim a potência máxima dos conversores e, conseqüentemente, bastante o seu custo [15], o que claramente é uma grande vantagem, permitindo assim à MIDA obter uma variação de velocidade na ordem dos $\pm 30\%$ em torno da sua velocidade de sincronismo [8]. Assim a velocidade mecânica do rotor pode ser ajustada para velocidades subsíncronas ou hipersíncronas por forma a que o gerador eólico opere num ponto de funcionamento ótimo e simultaneamente obter um fluxo de potência bidirecional que permite que a máquina elétrica funcione nos quatro quadrantes do plano potência ativa – potência reativa [15].

Vários estudos foram feitos em que são apresentados os desempenhos do gerador de indução duplamente alimentado, em regime permanente e em regime transitório. Várias estratégias de controlo têm sido aplicadas, tais como: controlo da potência ativa, controlo da potência reativa, controlo da velocidade e controlo do binário [17-22]. Foi analisado experimentalmente a MIDA de 7.5 kW com a variação de $\pm 30\%$ em torno da sua velocidade de sincronismo, variando a carga da máquina com baixa distorção da corrente em [23], [24]. Em [25] é usado o controlo vetorial por orientação do fluxo estatórico de uma MIDA de 30 kW, em que foram apresentados os resultados experimentais e a análise do seu comportamento durante as falhas na rede elétrica. Em [8] são investigadas, experimentalmente, as falhas provocadas por cavas de tensão, sendo o emulador de falhas desenvolvido em *Simulink* controlado através da plataforma dSpace, e o hardware controlado por este que permitiu simular falhas com características semelhantes às da rede elétrica. Outros inúmeros estudos foram feitos para análise do comportamento da MIDA perante as falhas simétricas e assimétricas que ocorrem na rede elétrica [26-29].

1.2 Motivação e objetivos

Este trabalho vem no seguimento do modelo de simulação desenvolvido anteriormente em [24]. Assim o objetivo desta dissertação residiu primordialmente na implementação experimental de um sistema de controlo de uma MIDA, semelhante à usada em inúmeros geradores eólicos. O trabalho a realizar consistiu na preparação de todo o *setup* experimental, bem como uma estratégia de controlo com desenvolvimento dos algoritmos para a MIDA. Outro dos aspetos implementados no controlo da MIDA foi um algoritmo para efetuar o sincronismo com a rede elétrica de forma automática e ainda um algoritmo que possibilite detetar a posição zero do *encoder* da MIDA. Pretendeu-se assim no final obter um sistema robusto com vista à introdução posterior de falhas na rede elétrica.

2. Falhas na rede elétrica

O sistema de energia elétrica é o conjunto de infraestruturas responsáveis pela geração, transporte da energia elétrica através das linhas de transmissão (linhas de transporte e de distribuição) e por subestações a qual transformam a alta tensão para níveis de tensão inferiores através dos transformadores de tensão.

Durante uma falha no sistema de energia elétrica é óbvio que o operador do sistema de transmissão queira que toda a geração se mantenha em serviço e forneça energia elétrica à rede elétrica. Dependendo da configuração da rede elétrica, a gravidade da falha e o tipo de falha pode diferir ao ser vista em pontos diferentes da rede elétrica. Assim no final deste trabalho pretende-se ainda estudar o comportamento do gerador eólico perante falhas na rede elétrica.

2.1 Origem das falhas

A cava de tensão é das perturbações que mais ocorrem na rede elétrica, sendo caracterizada pela redução brusca da tensão numa dada área da rede elétrica, em que esta é provocada por sobrecorrentes de curto-circuito durante um curto período de tempo [30]. Este desequilíbrio de tensões ocorre quando pelo menos a tensão de uma das fases do sistema trifásico da rede elétrica possui uma redução brusca do seu valor eficaz. As cavas de tensão são essencialmente provocadas por falhas na rede elétrica, comutação de cargas de elevada potência e manobras de reconfiguração na rede de transporte ou distribuição. Todavia, para os geradores eólicos se manterem ligados à rede elétrica perante as falhas é necessário identificar e caracterizar as perturbações para poder agir no sistema de controlo da máquina elétrica.

2.2 Caracterização das cavas de tensão

As cavas de tensão poderão ter durações e amplitudes diversas consoante a natureza da falha (Fig. 2.1). A amplitude e a duração das cavas dependem essencialmente da impedância vista a partir do ponto da falha do sistema elétrico, da localização da falha, da configuração da rede elétrica [31], e da capacidade de atuação do sistema de proteção da rede elétrica [32], sendo este último aspeto importante para a eliminação da falha [33]. Na rede elétrica são vários os tipos de falhas que podem ocorrer, tais como curto-circuito entre uma fase e a terra, entre duas fases, entre duas fases e a terra, entre três fases e a terra e entre três fases. De todas estas falhas, o curto-circuito entre três fases e entre três fases e a terra são os mais problemáticos [8].

Na norma IEC 61000-4-30 as cavas de tensão são caracterizadas pela redução do valor eficaz da tensão de uma das fases do sistema trifásico e pela duração desta queda. Em geral a falha é considerada uma cava de tensão quando esta se encontra nos limites entre os 10 % e os 90 % da tensão nominal [33-35] (Fig. 2.1). Abaixo de 10 % da tensão nominal é considerado uma curta interrupção no sistema elétrico [35]. A duração da cava de tensão está compreendida habitualmente entre as dezenas de milissegundos até um 1 minuto [35], dependendo geralmente do tempo de atuação do sistema de proteção da rede elétrica [32].

Na Fig. 2.1 é representada uma cava de tensão que pode ser caracterizada pela sua profundidade, que se refere ao valor eficaz mínimo da tensão atingida e ao tempo durante o qual esta fica abaixo de 90 % da tensão nominal [32]. Assim a amplitude da cava de tensão pode ser dada pela diferença entre a tensão nominal e a tensão mínima atingida durante a cava [34].

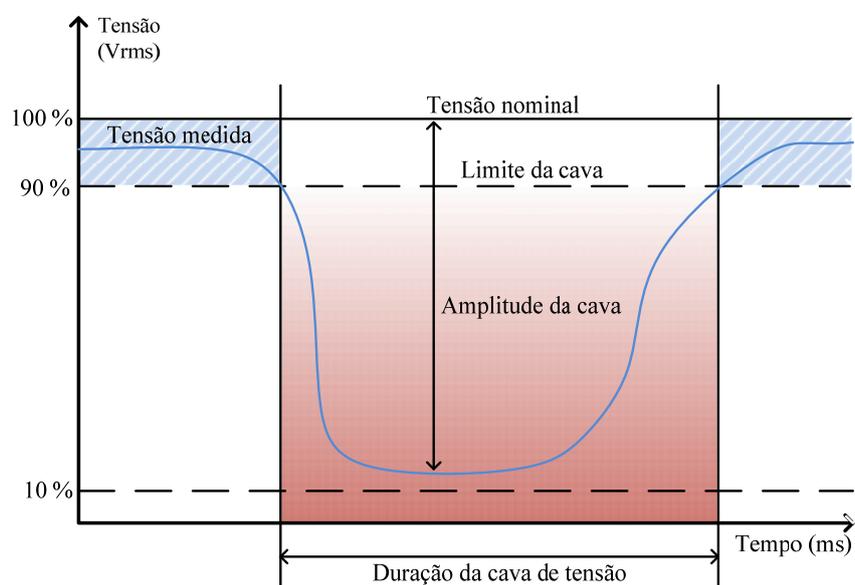


Fig. 2.1 – Parâmetros de uma cava de tensão [20].

Para uma primeira abordagem, este método de análise é adequado. No entanto, durante uma cava de tensão pode ocorrer um deslocamento da fase inicial de uma das tensões e ou amplitudes diferentes nas tensões por fase: ou seja, as cavas de tensão podem ser simétricas, sendo a queda de tensão das 3 fases iguais, ou assimétricas quando envolve uma ou duas fases durante a falha. Conforme o tipo de cava de tensão, o gerador eólico terá um comportamento distinto. Ao identificar o tipo de cava de tensão é possível aplicar estratégias de controlo de forma a mitigar o seu efeito nefasto no comportamento dos geradores eólicos.

Vários métodos têm sido apresentados na literatura para classificar as cavas de tensão, podendo-se incluir a magnitude da tensão, a fase inicial da tensão de cada fase, a duração do

tempo de descida e de subida da tensão, a distorção da onda e o seu desequilíbrio [36]. Um método proposto por Bollen e os seus colaboradores chama-se classificação ABC. Esta distingue as falhas de tensão em 7 tipos distintos (classificados entre A a G) [30]. Na Fig. 2.2 encontra-se ilustrado um curto-circuito bifásico na rede elétrica. A impedância \bar{Z}_S representa a impedância vista do ponto comum de ligação à rede (PCC) do lado do gerador e \bar{Z}_F é a impedância vista (PCC) da rede até ao local da falha. É assumido ainda que a sequência positiva, negativa e homopolar das impedâncias são iguais. As tensões $\bar{V}_{sa}, \bar{V}_{sb}, \bar{V}_{sc}$ representam tensões equilibradas e sinusoidais do gerador. De notar ainda que a gravidade da falha sentida no ponto comum de ligação à rede depende da distância a que a falha ocorreu, isto é, quanto maior for a impedância do lado da rede menor será o impacto em PCC e no gerador [37-39]. Isto leva a que a tensão não seja tão acentuada em PCC. Na Tabela 2.1 é representado a classificação ABC e as equações das tensões dos 7 tipos de falhas [37, 40], que podem ser vistas no ponto comum de ligação a rede (Fig. 2.2). Na Tabela 2.1 \bar{V}_{sa} representa a tensão da fase a do sistema de tensões equilibrado pré-falha, e \bar{V} a tensão na fase com falha ou entre as fases com falha. As tensões $\bar{V}_{a'}, \bar{V}_{b'}, \bar{V}_{c'}$ representam as tensões no local de onde a falha ocorreu.

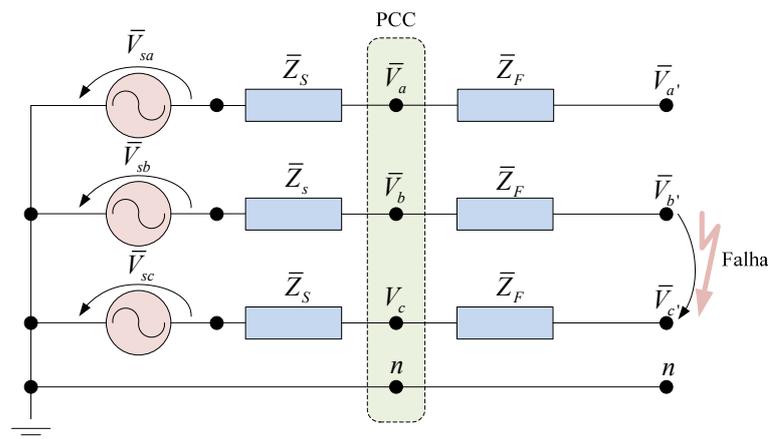
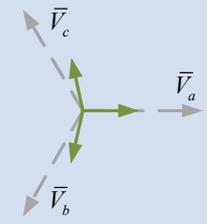
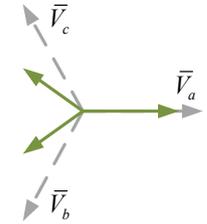


Fig. 2.2 – Curto-circuito bifásico na rede elétrica [39].

Como já referimos as cavas de tensão são retratadas em duas categorias na Tabela 2.1: (i) cavas de tensão simétricas, classificadas como do tipo A, e que são menos frequentes mas que originam maiores sobrecorrentes na rede elétrica [41]; (ii) cavas assimétricas, classificadas como do tipo B a G que são mais frequentes no sistema elétrico de energia [41].

Tabela 2.1 – Sete tipos de falha de um sistema trifásico de acordo com a classificação ABC [37].

Classificação ABC		
Tipo de falha	Tensões no ponto comum de ligação a rede	Fasores
A (entre 3 fases ou 3 fases e a terra)	$\bar{V}_a = \bar{V}$ $\bar{V}_b = \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)\bar{V}$ $\bar{V}_c = \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)\bar{V}$	
B (entre uma fase e a terra)	$\bar{V}_a = \bar{V}$ $\bar{V}_b = \left(-\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)\bar{V}_{sa}$ $\bar{V}_c = \left(-\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\right)\bar{V}_{sa}$	
C (entre 2 fases)	$\bar{V}_a = \bar{V}_{sa}$ $\bar{V}_b = -\frac{1}{2}\bar{V}_{sa} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\bar{V}$ $\bar{V}_c = -\frac{1}{2}\bar{V}_{sa} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\bar{V}$	
D (transformador triângulo estrela)	$\bar{V}_a = \bar{V}$ $\bar{V}_b = -\frac{1}{2}\bar{V} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\bar{V}_{sa}$ $\bar{V}_c = -\frac{1}{2}\bar{V} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\bar{V}_{sa}$	
E (entre duas fases e a terra)	$\bar{V}_a = \bar{V}_{sa}$ $\bar{V}_b = -\frac{1}{2}\bar{V} - j\frac{\sqrt{3}}{2}\bar{V}$ $\bar{V}_c = -\frac{1}{2}\bar{V} + j\frac{\sqrt{3}}{2}\bar{V}$	

F (transformador triângulo estrela)	$\bar{V}_a = \bar{V}$ $\bar{V}_b = -\frac{1}{2}\bar{V} - j\sqrt{3}\left(\frac{1}{3}\bar{V}_{sa} + \frac{1}{6}\bar{V}\right)$ $\bar{V}_c = -\frac{1}{2}\bar{V} + j\sqrt{3}\left(\frac{1}{3}\bar{V}_{sa} + \frac{1}{6}\bar{V}\right)$	
G (transformador triângulo estrela)	$\bar{V}_a = \frac{2}{3}\bar{V}_{sa} + \frac{1}{3}\bar{V}$ $\bar{V}_b = \frac{1}{3}\bar{V}_{sa} - \frac{1}{6}\bar{V} - j\sqrt{3}\frac{1}{2}\bar{V}$ $\bar{V}_c = \frac{1}{3}\bar{V}_{sa} - \frac{1}{6}\bar{V} + j\sqrt{3}\frac{1}{2}\bar{V}$	

Para análise de como algumas das cavas de tensão são originadas na Tabela 2.2, na Fig. 2.3 é representado um exemplo de um sistema de energia elétrico com dois transformadores em cascata com um grupo gerador, onde ocorre uma falha no PCC.

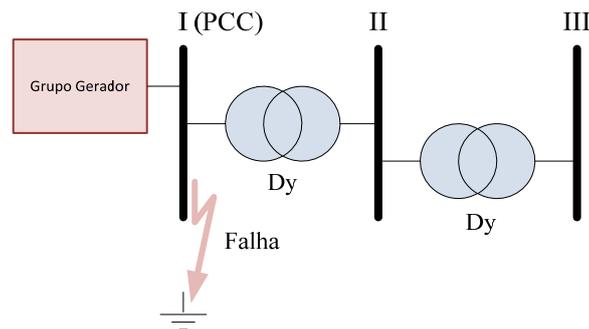


Fig. 2.3 – Diferentes cavas de tensão para níveis de tensão diferentes [42].

Na Tabela 2.2 é sumariado a relação entre o novo tipo de cava de tensão esperado nos barramentos II e III quando ocorre um tipo de cava de tensão no barramento I (PCC) (Fig. 2.3), originado pela ligação em cascata de dois transformadores ligados em triângulo-estrela.

Tabela 2.2 – Cavas de tensão distintas entre o primário e secundário de um transformador [42]

Tipo de falha	Local da cava de tensão		
	I (PCC)	II	III
Entre 3 fases	A	A	A
Entre 3 fases e a terra	A	A	A
Entre 2 fases e a terra	E	F	G
Entre 2 fases	C	D	C
Entre 1 fase e a terra	B	C	D

Assim ao ocorrer no secundário do transformador uma cava de tensão, essa pode ser classificada com determinada forma atendendo as suas características (Tabela 2.2), mas dependendo do tipo de ligação do transformador de ambos os lados (primário e secundário) essa cava poderá ter classificação distinta do lado do primário daquela atribuída do lado do secundário. Transformadores com outros tipos de ligações no primário e no secundário foram considerados em [43], mas o qual não resultam noutra tipo de cava de tensão no secundário ou no primário do transformador, dependendo de que lado ocorreu a cava.

Com a classificação dada na Tabela 2.1 e com a Tabela 2.2 é possível aplicar cavas de tensão semelhantes que ocorrem nas redes elétricas para o estudo do comportamento do gerador eólico perante estas.

2.3 *Low voltage ride through (LVRT)*

Devido à grande penetração dos geradores eólicos nas redes elétricas a nível mundial, os operadores de rede têm exigido maior fiabilidade e continuidade do serviço de energia para os geradores eólicos ligados à rede elétrica perante as falhas na rede elétrica [44]. Para tal os códigos de rede foram reformulados, sobretudo, para a interligação dos geradores eólicos na rede elétrica. A alteração dos códigos de rede elétrica, na maior parte dos países, deveu-se às falhas ou cavas de tensão que podem eventualmente ocorrer durante o funcionamento do gerador eólico.

O *low voltage ride through* (LVRT) define o comportamento em regime permanente e transitório do gerador eólico em três períodos contínuos após à ocorrência da falha na rede [38], o qual está a tornar-se padrão para todos os códigos de rede [40]. O principal foco dos códigos de rede é o requisito do LVRT, isto é no fundo a capacidade de um sistema de um gerador eólico se manter em paralelo com a rede, mesmo quando há variações bruscas da tensão de alimentação

ou falhas no sistema de alimentação [45]. O requisito do LVRT indica normas ou ações que devem ser seguidas de acordo com a queda de tensão ocorrida na rede e a duração da falha, e fazem parte de diretrizes dos códigos de rede estabelecidas pelos operadores de rede [41]. Especialmente um gerador eólico deve ser capaz de fornecer energia reativa durante a falha para auxiliar a recuperação da tensão na rede de modo a serem restabelecidas as condições normais de funcionamento e estabilidade na rede [30, 45]. Em [24], foi apresentada uma visão geral das exigências dos diferentes códigos de rede nacionais de alguns países e no final são ainda comparados os diferentes aspetos destes. Para os geradores eólicos atenderem aos requisitos dos códigos de rede, os procedimentos do LVRT são incluídos e oferecidos pelos fabricantes dos geradores eólicos [41].

2.4 Consequências de falhas na rede na MIDA

A ocorrência de cavas de tensão na rede elétrica tem implicação direta no comportamento da MIDA uma vez que o seu estator está diretamente ligado a rede elétrica.

Antes de ocorrer a cava de tensão é assumida que a MIDA está a ser alimentada com tensões equilibradas e em regime permanente. Assim, o fasor do fluxo magnético estatórico $\bar{\psi}_s$ em regime permanente, denominado também por fluxo forçado, depende das tensões estatóricas da máquina, o qual está a rodar à velocidade de sincronismo num referencial estatórico [30, 46]. O fasor do fluxo estatórico visto num referencial rotórico roda à frequência de deslizamento da máquina.

Vamos tomar como exemplo uma cava de tensão do tipo A com uma queda de 50 % da tensão nominal aos terminais estatóricos da MIDA. Na presença de uma cava de tensão do tipo A com o neutro da máquina isolado, apenas a sequencia positiva da tensão é relevante. No momento em que a falha ocorre (instante $t = 0$) o fluxo estatórico inicia um transitório (Fig. 2.4). Durante este transitório o fluxo estatórico pode ser decomposto em dois termos [30, 38] (Fig. 2.4): (i) a solução particular ou fluxo forçado $\bar{\psi}_{sf}$ que traduz o regime permanente após o transitório e que é constante e proporcional à tensão aplicada no estator, desprezando a resistência estatórica; (ii) a solução homogénea ou fluxo natural $\bar{\psi}_{sn}$ que traduz a resposta do transitório do fluxo e que decai exponencialmente para 50 % do fluxo nominal estatórico $\bar{\psi}_s$, pré-falha, causado pela diferença abrupta da tensão dos enrolamentos estatóricos no instante ($t = 0$). O fluxo natural não depende das tensões dos enrolamentos estatóricos mas sim, das condições iniciais da máquina. Este fluxo é caracterizado por não rodar à velocidade de sincronismo mas

sim por estar fixo no estator. Na Fig. 2.4 (a) é representado o fluxo estatórico no instante antes da cava e no instante da cava ($t = 0$) que é igual a soma do fluxo forçado e do fluxo natural [30].

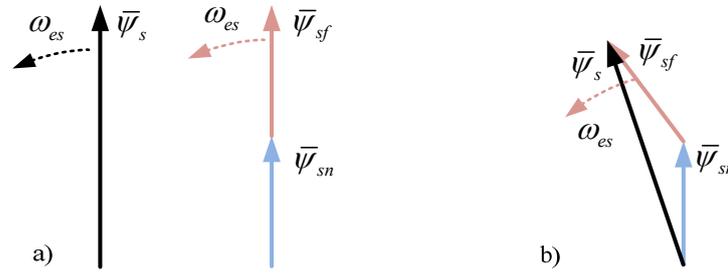


Fig. 2.4 – Decomposição do fluxo estatórico: a) antes da falha e no instante $t = 0$; b) evolução do fluxo durante a cava de tensão [30, 46].

A soma dos fasores do fluxo $\bar{\psi}_{sn}$ com $\bar{\psi}_{sf}$ durante o transitório dá origem a um círculo descentrado característico, ao qual tende a centrar-se conforme o fluxo natural do estator decresce [46]. Após o transitório a componente natural do fluxo anula-se, e apenas permanece a componente forçada dando origem a um fluxo circular em regime permanente.

No instante ($t = 0$), uma força eletromotriz e correntes elétricas elevadas são induzidas nos enrolamentos rotóricos à frequência angular elétrica do rotor, principalmente devido ao fluxo natural do estator, que se anula [30]. Correntes elétricas e tensões elevadas são induzidas nos enrolamentos rotóricos as quais podem provocar danos no conversor que alimenta o rotor [46]. Para além disso, a potência ativa e reativa do estator cai abruptamente e o binário eletromagnético da máquina terá uma oscilação, o qual pode provocar problemas mecânicos na turbina. Enquanto isso, a tensão do barramento DC do conversor *back-to-back* aumenta devido ao fluxo de potência ativa do estator ser transferido para o barramento DC em vez de para a rede elétrica [47].

Perante uma cava de tensão assimétrica para além do fluxo forçado possuir uma componente de sequência positiva $\bar{\psi}_{sf}^+$, apresenta também uma componente de sequência negativa $\bar{\psi}_{sf}^-$ provocada pelas tensões aplicadas no estator [38]. A sequência negativa do fluxo estatórico é uma componente de amplitude constante com velocidade oposta à da sequência positiva na MIDA. De forma idêntica à cava de tensão simétrica, o regime permanente é atingido quando a componente do fluxo natural estatórico é nula, restando apenas as componentes de sequência positiva e negativa do fluxo estatórico. Ao contrário das cavas de tensão simétricas, as cavas assimétricas dependem do instante em que ocorrem.

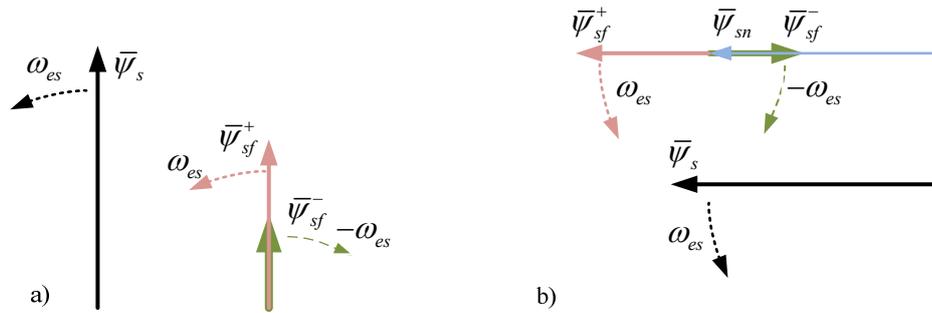


Fig. 2.5 – Decomposição do fluxo estatórico para diferentes instantes, fluxo pré-falha e fluxo no instante ($t = 0$): a) fluxos com a mesma direção sem transitório; b) fluxos com direção oposta originam um transitório máximo [30].

Na figura Fig. 2.5 (a) a cava de tensão ocorreu no instante em que o fluxo estatórico de sequência positiva e negativa se encontravam com a mesma direção o qual não origina um transitório brusco, uma vez que a soma das duas componentes do fluxo $\bar{\psi}_{sf}^+$ e $\bar{\psi}_{sf}^-$ dão origem ao fluxo estatórico pré-falha [38]. Ao passo que, na Fig. 2.5 (b) se a cava de tensão ocorrer com a sequência positiva e negativa do fluxo forçado com direções opostas, o fluxo estatórico natural é máximo, no qual terá lugar a um transitório brusco [38]. Na presença de falhas assimétricas o fluxo estatórico é caracterizado por ter uma forma elíptica num referencial estatórico [38]. Quando a componente do fluxo estatórico natural está presente, a forma elíptica do fluxo estatórico encontra-se descentrado, em eixos $\alpha\beta$, num referencial síncrono, o qual tende a centrar-se com a diminuição do fluxo estatórico natural [30]. Como é de prever, na presença de um transitório no fluxo estatórico, uma maior força eletromagnética oscilatória é induzida no rotor levando a sobrecorrentes e a sobretensões no rotor o que leva as correntes do estator a oscilarem de forma semelhante às do rotor [30, 48]. O comportamento das potências no estator e do binário eletromagnético são semelhantes às que se verificam nas cavas de tensão simétricas, apesar de terem menor impacto comparativamente às falhas simétricas e terem pulsações ao dobro da frequência da rede [48, 49].

Métodos preventivos têm sido aplicados na MIDA com intuito de proteger o conversor que alimenta o rotor. O mais utilizado pelos fabricantes de turbinas é o *crowbar* que protege o conversor de potência que alimenta o rotor das sobretensões e sobrecorrentes elétricas rotóricas [30] (Fig. 2.6 (a)). Quando este é ativado a máquina perde por instantes ou mesmo permanentemente o controlo da corrente elétrica rotórica [30, 50]. Esta metodologia tem como vantagem de se poder ativar e desativar instantaneamente através de um *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT). O princípio de funcionamento do *crowbar* é curto-circuitar os enrolamentos

do rotor com uma resistência de baixo valor. A ativação do *crowbar* gera correntes elevadas tanto no estator como no rotor e por sua vez o aumento do binário eletromagnético, o qual acelera o transitório do fluxo natural aproximadamente num fator de 10 [30, 40].

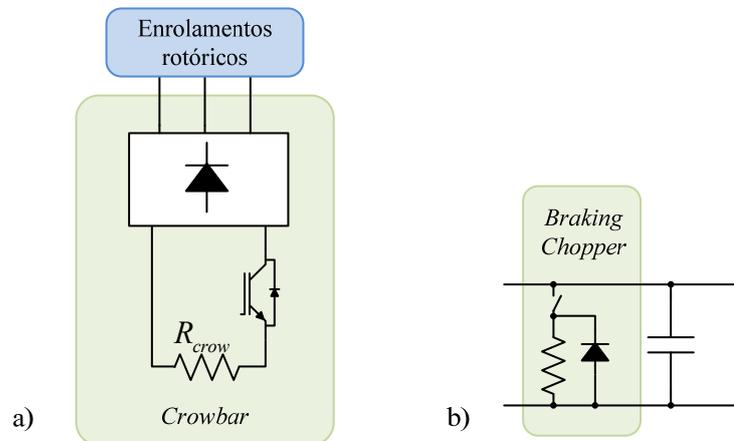


Fig. 2.6 – Métodos preventivos: a) *crowbar* ativo controlado através do IGBT; b) *braking chopper* [30].

No instante da ativação do *crowbar*, a MIDA absorve energia reativa através do estator. O tempo que o *crowbar* fica ativo depende principalmente do fluxo natural estático.

Outro método preventivo usado em conjunto com o *crowbar* é o *braking chopper* na Fig. 2.6 (b) o qual esta em paralelo com o condensador do barramento DC do conversor *back-to-back*. O diodo presente previne que haja sobretensões aos terminais do interruptor. O *braking chopper* é ativado quando a tensão do barramento DC aumenta rapidamente levando a sobretensões, devido ao fluxo de potência ativa do gerador eólico ser transferido para o barramento DC em vez de para a rede [45]. Ao ser usado em conjunto com o *crowbar* este permite que o conversor que alimenta o rotor seja ligado mais rapidamente, retomando assim o controle da MIDA e atuar de modo a retomar as condições normais da rede elétrica ao auxiliar a rede com o envio de energia reativa através do estator da MIDA [30].

3. Análise e controlo da MIDA

3.1 Deslizamento e fluxo de potências

A MIDA tem a particularidade de possuir enrolamentos trifásicos. Estes enrolamentos são alimentados através do contacto das escovas de grafite nos anéis coletores, tendo como desvantagem a necessidade de manutenção. Desta forma nos terminais do rotor são aplicadas tensões com uma dada velocidade angular (ω_r) que depende da velocidade angular do fluxo estatórico (ω_{es}) e da velocidade angular eléctrica de rotação do rotor (ω_m). Esta relação é dada por (3.1) [51].

$$\omega_r = \omega_{es} - \omega_m \tag{3.1}$$

onde,

$$\omega_m = p\Omega_m \tag{3.2}$$

Na Tabela 3.1 são identificados três modos de operação da MIDA [30].

Tabela 3.1 – Modos de operação da MIDA

Subsíncrona ($s > 0$)	Síncrona ($s = 0$)	Hipersíncrona ($s < 0$)
$\omega_r > 0$	$\omega_r = 0$	$\omega_r < 0$
$\omega_m < \omega_{es}$	$\omega_m = \omega_{es}$	$\omega_m > \omega_{es}$

A convenção das potências utilizada neste trabalho terá em consideração a convenção do consumidor¹ conforme a Fig. 3.1, o qual representa o balanço de potências da MIDA, e de acordo com a mesma é possível extrair a equação (3.3).

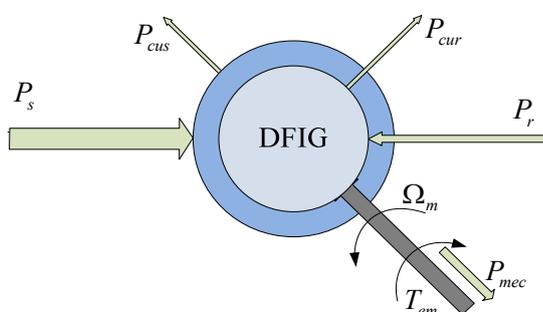


Fig. 3.1 – Balanço de potências da MIDA de acordo com o critério do consumidor [30].

¹ A convenção do consumidor implica que quando a MIDA absorve potência ativa no estator que esta tenha valor positivo.

$$P_s + P_r = P_{cus} + P_{cur} + P_{mec}, \quad (3.3)$$

Onde, a potência ativa do estator P_s , a potência ativa do rotor P_r e a potência mecânica P_{mec} , conjuntamente com as perdas no cobre do estator P_{cus} e com as perdas no cobre do rotor P_{cur} podem ser escritas da seguinte forma [30]:

$$\begin{cases} P_s = P_{cus} + P_\delta \\ P_r = P_{cur} - sP_\delta \\ P_{cus} = 3R_s |\bar{i}_s|^2 \\ P_{cur} = 3R_r |\bar{i}_r|^2 \\ P_{mec} = (1-s)P_\delta \end{cases}, \quad (3.4)$$

onde, a potência ativa que atravessa o entreferro é definida por P_δ e a resistência dos enrolamentos estatóricos por R_s e o fasor da corrente elétrica que a percorre \bar{i}_s . A resistência dos enrolamentos rotóricos R_r , assim como o fasor da corrente elétrica que a percorre, dada por \bar{i}_r , são grandezas referidas aos enrolamentos rotóricos, ou seja, são grandezas reais. O deslizamento da MIDA é dado por s .

Se desprezarmos as perdas no cobre do estator e rotor, obtém-se as relações expressas em (3.5) [24].

$$\begin{cases} P_r = -\frac{s}{1-s} P_{mec} \\ P_s = \frac{1}{1-s} P_{mec} \\ P_r = -sP_s \\ P_{mec} = P_s + P_r. \end{cases} \quad (3.5)$$

Analisando (3.5) vemos que a potência do rotor é proporcional ao deslizamento da máquina, mantendo a potência do estator constante. Assumindo agora que o estator está a potência nominal e se considerar uma variação da velocidade de $\pm 30\%$ observa-se que o conversor do rotor terá que lidar com $\pm 30\%$ da potência nominal da máquina.

Desprezando as perdas mecânicas a potência útil do veio pode ser calculada através do binário eletromagnético e da velocidade angular mecânica usando a relação em (3.6) [30]:

$$P_{mec} = T_{em} \Omega_m \quad (3.6)$$

Por sua vez o binário eletromagnético é dado por (3.7).

$$T_{em} = \frac{P_{\delta}(1-s)}{\Omega_m}. \quad (3.7)$$

3.2 Descrição do modelo da MIDA em eixos dq

Neste trabalho é usada uma estratégia de controlo vetorial por orientação do fluxo estatórico. Este método de controlo foi o primeiro a ser aplicado na MIDA [30] e consiste em alinhar o fluxo magnético estatórico $\bar{\psi}_s$ com o eixo d do referencial síncrono que roda à velocidade angular de sincronismo ω_{es} do fluxo estatórico, conforme ilustrado na Fig. 3.2.

A velocidade angular de sincronismo ω_{es} é dada por (3.8), onde f_{es} é a frequência de alimentação dos enrolamentos estatóricos.

$$\omega_{es} = 2\pi f_{es} \quad (3.8)$$

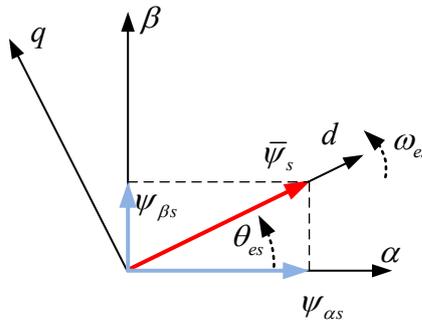


Fig. 3.2 – Orientação do fluxo estatórico, segundo o eixo d do referencial síncrono [52].

Na Fig. 3.3 é representado o modelo do circuito elétrico equivalente da MIDA, segundo os eixos dq para o estudo da máquina tanto em regime permanente como em regime transitório [30]. Tanto os enrolamentos estatóricos como os enrolamentos rotóricos da MIDA são assumidos estarem ligados com uma configuração em estrela com o neutro isolado.

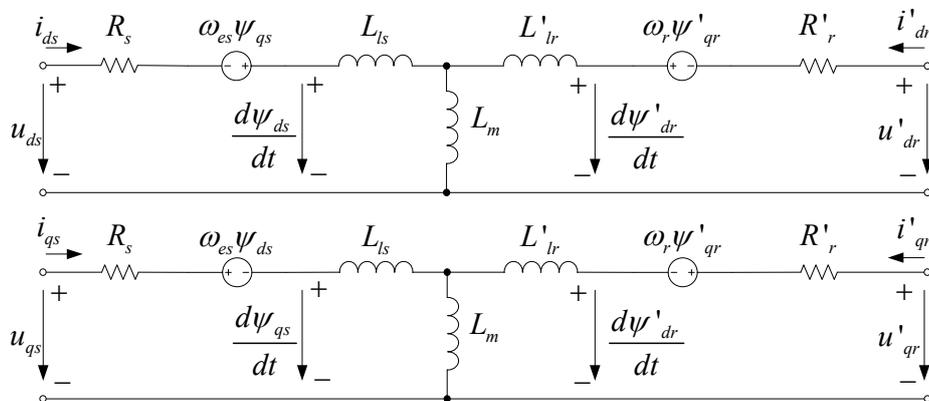


Fig. 3.3 – Modelo dq da MIDA num referencial síncrono [30].

Todos os parâmetros e grandezas da Fig. 3.3 estão referidas ao estator da MIDA. Onde L_m é a indutância de magnetização, L_{ls} e L_{lr} é a indutância de fugas do estator e do rotor.

As equações gerais que regem o comportamento da MIDA em eixos dq , num referencial síncrono são apresentadas de seguida, passando daqui diante as correntes elétricas rotóricas i_{dr} e i_{qr} a serem assumidas como referidas ao rotor, ou seja, são grandezas reais assim, tal como as tensões rotóricas u_{dr} e u_{qr} e o fluxo rotórico ψ_{dr} e ψ_{qr} . Os parâmetros do rotor tais como a indutância de fugas dos enrolamentos L_{lr} , indutância própria L_r e a resistência do rotor R_r estão referidos ao rotor.

Os fluxos magnéticos do estator e rotor são dados em função das correntes rotóricas e estatóricas por (3.9) [51].

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_{sr} i_{dr} \\ \psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_{sr} i_{qr} \\ \psi_{dr} = L_r i_{dr} + L_{sr} i_{ds} \\ \psi_{qr} = L_r i_{qr} + L_{sr} i_{qs} \end{cases} \quad (3.9)$$

onde,

$$\begin{cases} L_s = L_{ls} + L_m = L_{ls} + aL_{sr} \\ L_r = L_{lr} + \frac{L_m}{a^2} = L_{lr} + \frac{L_{sr}}{a} \\ L_{sr} = \frac{3}{2}L_{aA} = \frac{L_m}{a}. \end{cases} \quad (3.10)$$

O parâmetro L_{aA} refere-se à indutância entre a fase a do estator e a fase A do rotor, enquanto L_{sr} é a indutância mútua entre estator – rotor, e a a razão do número de espiras do estator e do rotor.

Uma vez que o fasor do fluxo estatórico está alinhado segundo o eixo d do referencial síncrono, as equações do fluxo estatórico podem ser dadas por (3.11) [53], onde $|\bar{\psi}_{sno m}|$ é o fluxo estatórico nominal da MIDA.

$$\begin{cases} L_s i_{ds}^e + L_{sr} i_{dr}^e = \psi_{ds}^e = |\bar{\psi}_{sno m}| \\ L_s i_{qs}^e + L_{sr} i_{qr}^e = 0. \end{cases} \quad (3.11)$$

Reorganizando (3.11) em função das correntes elétricas estatóricas obtém-se:

$$\begin{cases} i_{ds}^e = \frac{|\bar{\psi}_{snom}|}{L_s} - \frac{L_{sr}}{L_s} i_{dr}^e \\ i_{qs}^e = -\frac{L_{sr}}{L_s} i_{qr}^e \end{cases} \quad (3.12)$$

Entrando (3.9) em (3.12) obtém-se o fluxo rotórico em função das correntes rotóricas dado por [53]:

$$\begin{cases} \psi_{dr}^e = \frac{L_{sr}}{L_s} \psi_{ds}^e + \sigma L_r i_{dr}^e \\ \psi_{qr}^e = \sigma L_r i_{qr}^e \end{cases} \quad (3.13)$$

em que σ é o fator de dispersão dado por [24]:

$$\sigma = 1 - \frac{L_{sr}^2}{L_r L_s}. \quad (3.14)$$

As equações gerais das tensões do circuito estatórico e rotórico da MIDA são dadas por (3.15) e (3.17) [54, 55], que podem ser deduzidas ainda com auxílio do circuito elétrico equivalente em coordenadas dq da Fig. 3.3 e com base em (3.10):

$$\begin{cases} u_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_{es} \psi_{qs} + L_{ls} \frac{di_{ds}}{dt} + L_m \frac{d}{dt} i_{ds} + L_{sr} \frac{di_{dr}}{dt} \\ u_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_{es} \psi_{ds} + L_{ls} \frac{di_{qs}}{dt} + L_m \frac{d}{dt} i_{qs} + L_{sr} \frac{di_{qr}}{dt} \end{cases}, \quad (3.15)$$

$$\begin{cases} u_{dr} = R_r i_{dr} - (\omega_{es} - \omega_m) \psi_{qr} + L_{lr} \frac{di_{dr}}{dt} + \frac{L_{sr}}{a} \frac{di_{dr}}{dt} + L_{sr} \frac{di_{ds}}{dt} \\ u_{qr} = R_r i_{qr} + (\omega_{es} - \omega_m) \psi_{dr} + L_{lr} \frac{di_{qr}}{dt} + \frac{L_{sr}}{a} \frac{di_{qr}}{dt} + L_{sr} \frac{di_{qs}}{dt} \end{cases}, \quad (3.16)$$

(3.16) pode ainda apresentar-se de forma compacta num referencial síncrono alinhado com a tensão da rede da forma:

$$\begin{cases} u_{dr}^e = R_r i_{dr}^e + \sigma L_r \frac{di_{dr}^e}{dt} - u_{qrc}^e \\ u_{qr}^e = R_r i_{qr}^e + \sigma L_r \frac{di_{qr}^e}{dt} + u_{drc}^e \end{cases}, \quad (3.17)$$

onde, os termos de compensação expressos em (3.18) permitem que haja um desacoplamento entre os eixos d e q .

$$\begin{cases} u_{drc}^e = \omega_r \sigma L_r i_{qr}^e + \frac{L_{sr}}{L_s} \frac{d\psi_{ds}^e}{dt} \\ u_{qrc}^e = \omega_r \left(\sigma L_r i_{dr}^e + \frac{L_{sr}}{L_s} \psi_{ds}^e \right). \end{cases} \quad (3.18)$$

A potência ativa e reativa do estator e do rotor podem ser calculadas através das tensões e das correntes elétricas, sendo dadas por (3.19) [30, 55].

$$\begin{cases} P_s = \frac{3}{2} (u_{ds} i_{ds} + u_{qs} i_{qs}) \\ Q_s = \frac{3}{2} (u_{qs} i_{ds} - u_{ds} i_{qs}) \\ P_r = \frac{3}{2} (u_{dr} i_{dr} + u_{qr} i_{qr}) \\ Q_r = \frac{3}{2} (u_{qr} i_{dr} - u_{dr} i_{qr}), \end{cases} \quad (3.19)$$

Em [24] foi concluído através de (3.20), que a potência ativa e reativa estatórica pode ser controlada independentemente através das correntes elétricas do rotor i_{dr}^e e i_{qr}^e , em eixos dq , num referencial síncrono assumindo que são desprezadas as perdas no estator e que a MIDA esteja em regime permanente. Deste modo obtém-se um desacoplamento entre a potência ativa e reativa do estator ao controlar as correntes rotóricas i_{dr}^e e i_{qr}^e .

$$\begin{cases} P_s \cong -\frac{3}{2} \frac{L_{sr}}{L_s} \psi_{ds}^e \omega_s i_{qr}^e \\ Q_s \cong \frac{3}{2} \left(\frac{\omega_s \psi_{ds}^e{}^2}{L_s} - \frac{L_{sr} \psi_{ds}^e \omega_s}{L_s} i_{dr}^e \right). \end{cases} \quad (3.20)$$

Relativamente à potência ativa e reativa do rotor da MIDA, estas também podem ser expressas de uma forma simplificada através de:

$$\begin{cases} P_r \cong \frac{3}{2} \frac{L_{sr}}{L_s} \psi_{ds}^e s \omega_s i_{qr}^e \\ Q_r \cong \frac{3}{2} \frac{L_{sr}}{L_s} s \omega_s \psi_{ds}^e i_{dr}^e + \frac{3}{2} s \omega_s (i_{dr}^e{}^2 + i_{qr}^e{}^2) \sigma L_r, \end{cases} \quad (3.21)$$

Ao analisar (3.21) verifica-se que tanto a potência ativa como reativa são proporcionais à frequência de deslizamento. De notar que à velocidade síncrona tanto a potência ativa e reativa do rotor é nula desprezando as perdas.

O binário eletromagnético é dado por [51]:

$$T_{em} = \frac{3}{2} p (\psi_{ds} i_{qs} - \psi_{qs} i_{ds}). \quad (3.22)$$

Por fim substituindo (3.12) em (3.22) o binário eletromagnético sobre orientação do fluxo magnético estático pode ser apresentado da seguinte forma uma vez que o fluxo segundo o eixo q é nulo:

$$T_{em} = -\frac{3}{2} p \frac{L_{sr}}{L_s} \psi_{ds}^e i_{qr}^e. \quad (3.23)$$

3.3 Malhas de controlo do conversor que alimenta o rotor

3.3.1 Malha de controlo da corrente do rotor

As malhas de controlo das correntes do rotor podem ser obtidas usando a Transformada de Laplace das grandezas expressas em (3.17). A função de transferência das malhas de corrente do rotor são dadas em (3.24). De notar que para se obter uma boa resposta do sistema em regime transitório da MIDA, os termos de compensação em (3.18) são estimados e compensados no controlo das malhas por forma a diminuir o impacto negativo por parte do sistema [30].

$$\begin{cases} \frac{i_{dr}^e(s)}{u_{dr}^e(s) + u_{drc}^e} = \frac{1}{R_r + \sigma L_r s} \\ \frac{i_{qr}^e(s)}{u_{qr}^e(s) - u_{qrc}^e} = \frac{1}{R_r + \sigma L_r s} \end{cases} \quad (3.24)$$

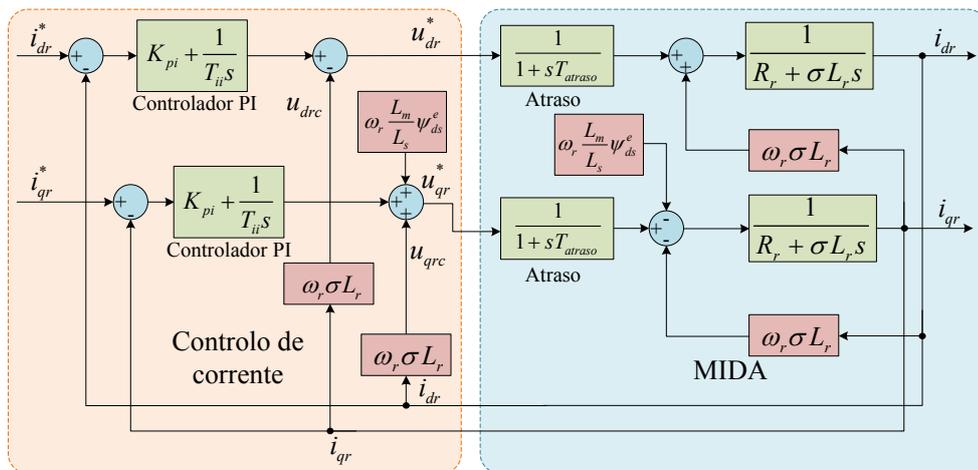


Fig. 3.4 – Diagrama de blocos das malhas de corrente com os termos de compensação [30].

O diagrama de blocos das malhas de controlo da corrente do rotor é representado na Fig. 3.4, onde o ganho proporcional K_{pi} e o tempo integral T_{ii} são parâmetros do controlador Proporcional-Integral (PI).

No sistema de implementação há atrasos, quer na plataforma digital quer na amostragem dos sinais devidos aos *zero-order hold* (ZOH) existentes, quer os conversores *analog-to-digital converter* (ADC), quer no próprio tempo de execução da estratégia de controlo do processador. Todos esses atrasos influenciam o comportamento dinâmico do sistema, daí terem sido considerados na estratégia de controlo (Fig. 3.4).

3.3.2 Malha de controlo da potência ativa do estator

A malha de controlo de potência ativa do estator pode ser obtida com auxílio da equação apresentada em (3.20). O ganho G_p da função de transferência da potência ativa em regime permanente é constante e é dado por (3.25) [16, 30].

$$P_s \cong -\frac{3 L_{sr}}{2 L_s} \psi_{ds}^e \omega_s i_{qr}^e \cong -G_p i_{qr}^e. \quad (3.25)$$

Deste modo, o modelo dinâmico da malha de controlo externa da potência ativa pode ser representado pelo diagrama de blocos da Fig. 3.5. O ganho proporcional K_{pp} e o tempo integral T_{ip} são parâmetros do controlador PI. Este controlador terá que ter uma largura de banda inferior à largura de banda α_i das malhas de corrente representadas anteriormente, para que se obtenha estabilidade no sistema de controlo. Para a determinação da largura de banda da malha de corrente é analisada a resposta em degrau das malhas de corrente rotóricas (Fig. 3.6), onde a curva vermelha representa a corrente elétrica medida diretamente do rotor, segundo o eixo d , e num referencial síncrono, e o degrau representado com a cor preta corresponde ao valor de referência da corrente. Este método consiste em medir o tempo de subida t_r da corrente rotórica desde os 10 % até aos 90 % do valor de referência [56]. Assim, aplicando a equação (3.26) foi obtida a largura de banda.

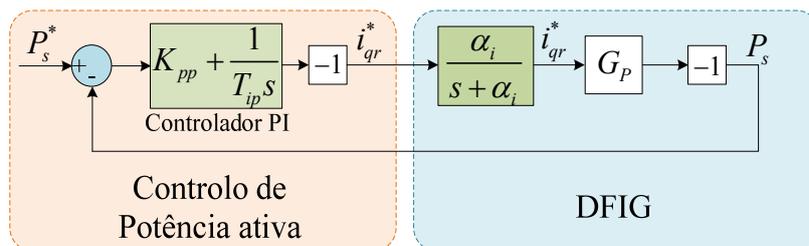


Fig. 3.5 – Diagrama de bloco da malha de controlo da potência ativa [30].

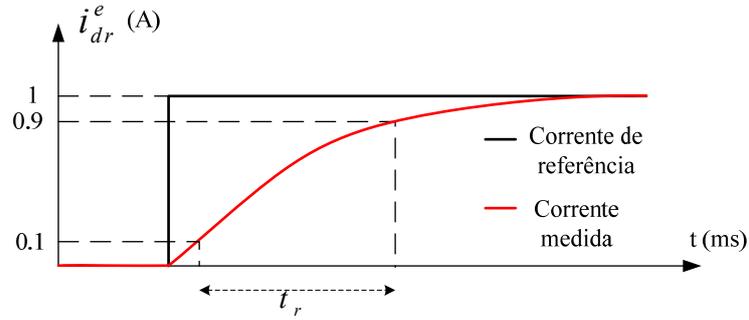


Fig. 3.6 – Tempo de subida da corrente rotórica dos 10 % aos 90 %.

$$\alpha_i \cong \frac{1.8}{t_r} \quad (3.26)$$

3.3.3 Malha de controlo da potência reativa do estator

A malha de controlo de potência reativa do estator pode ser obtida com auxílio da equação representada a seguir [16, 57]:

$$Q_s \cong \frac{3}{2} \left(\frac{\omega_s \psi_{ds}^{e2}}{L_s} - \frac{L_{sr} \psi_{ds}^e \omega_s}{L_s} i_{dr}^e \right) = G_{Q1} - G_Q i_{dr}^e \quad (3.27)$$

onde,

$$G_{Q1} = \frac{\omega_s \psi_{ds}^{e2}}{L_s} \quad , \quad G_Q = -\frac{L_{sr} \psi_{ds}^e \omega_s}{L_s}. \quad (3.28)$$

Em regime permanente as funções de transferência da potência reativa G_Q e G_{Q1} são constantes. A malha de controlo da potência reativa é dada na Fig. 3.7 [57]. De forma análoga à largura de banda da malha de corrente do rotor i_{qr}^e , segundo o eixo q num referencial síncrono, a largura de banda da malha de corrente do rotor i_{dr}^e , segundo o eixo d e num referencial síncrono, que controla a potência reativa, pode ser calculada usando o mesmo método anterior.

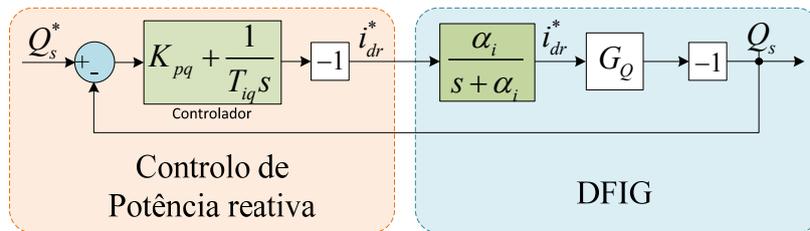


Fig. 3.7 – Diagrama de bloco da malha de controlo da potência reativa [57].

4. Implementação experimental do controlo da MIDA

4.1 Diagrama geral de controlo do rotor

Na Fig. 4.1 é representado, o diagrama geral do sistema de controlo do conversor do lado do rotor. A indutância de filtro L_{fr} limita os harmónicos de alta frequência da tensão diretamente nos enrolamentos do rotor devido a comutação do *pulse width modulation* (PWM).

As malhas internas das correntes rotóricas, destacadas na Fig. 4.1, recebem os valores de referência das correntes do rotor das malhas externas, em eixos dq , e por sua vez através do controlador PI e dos termos de compensação geram os valores de referência das tensões do rotor que devem ser aplicadas no rotor. Para sintonizar os controladores PI's das malhas de corrente do rotor optou-se por gerar valores de referência das correntes do rotor i_{dr}^e e i_{qr}^e manualmente. Quando a MIDA se encontra ligada à rede elétrica, os valores de referência das correntes do rotor, em eixos dq , são geradas através das malhas externas de potência ativa e reativa do estator.

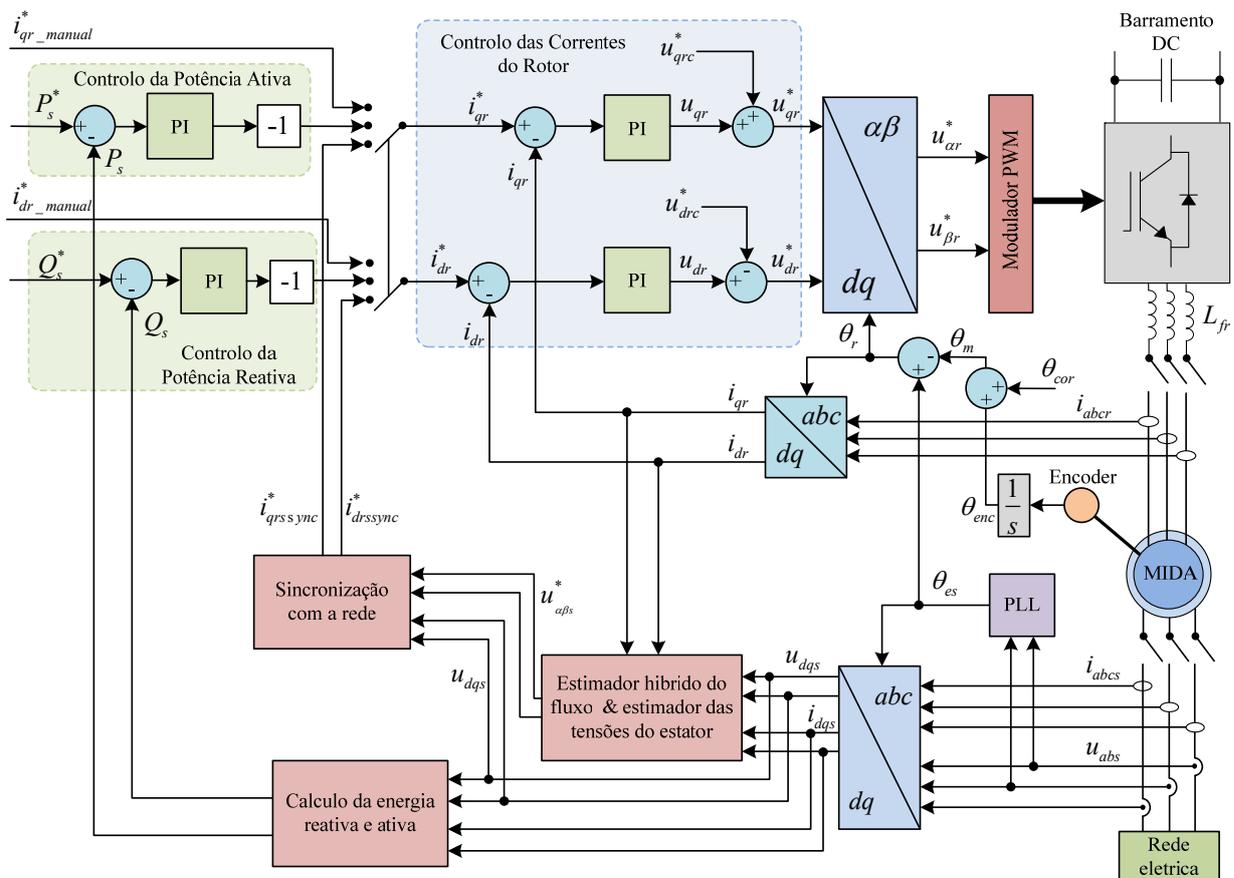


Fig. 4.1 – Sistema de controlo do conversor que alimenta o rotor.

Os valores de referência da potência ativa e reativa são introduzidos pelo utilizador através da interface com o utilizador criada no *ControlDesk*. Da Fig. 4.1 é visível a colocação de sensores de tensão e de corrente apenas do lado da rede e do rotor enquanto do lado do estator da MIDA as tensões induzidas são estimadas enquanto esta não se encontrar ligada à rede elétrica. O bloco do estimador híbrido tanto estima o fluxo estatórico como as tensões induzidas no estator para proceder a sincronização das tensões o qual é efetuado com o bloco de sincronização com a rede. O processo de sincronização consiste em sincronizar as tensões induzidas nos enrolamentos do estator com as tensões da rede elétrica à qual a MIDA vai ser ligada.

O *phase locked loop* (PLL) estima a posição angular do referencial síncrono θ_{es} o qual não só proporciona estabilidade bem como rejeita perturbações das tensões da rede elétrica.

Foi aplicada a Transformada de Clark (4.1) para transformar os fasores das tensões e correntes trifásicas para o referencial estatórico, e a Transformada de Park (4.2) para a mudança de referencial estatórico para síncrono ou rotórico ou vice-versa. Na Fig. 4.2 estão ilustrados os vários referenciais da MIDA, na qual é evidente o desfasamento angular entre os referenciais. Assim, em (4.2) o ângulo θ corresponde ao desfasamento originado a partir do referencial atual para o referencial a transformar em sentido anti-horário.

$$\begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix}. \quad (4.1)$$

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \sin(\theta) & \cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix}. \quad (4.2)$$

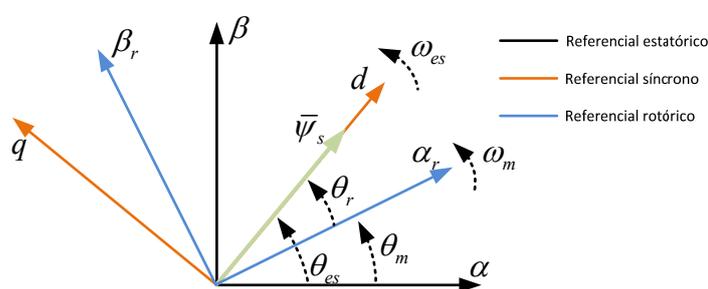


Fig. 4.2 – Referencial estatórico, síncrono e rotórico [54, 58].

4.2 Alinhamento do *encoder*

Com a montagem do *encoder* no veio do rotor da MIDA a posição zero do *encoder* não vai estar alinhada com o referencial rotórico, isto é, a fase *A* dos enrolamentos rotóricos não fica alinhada com a posição zero do *encoder* [59].

Para medir o erro associado à posição zero do *encoder* alimentou-se duas das fases do rotor com uma tensão baixa até obter uma corrente eficaz com cerca de um ampere. Foi induzida assim uma tensão do lado do estator em circuito aberto. Com o auxílio de um osciloscópio e com o *encoder* alinhado na posição zero deste, é possível medir as duas tensões compostas homólogas de ambos os enrolamentos do rotor e do estator com um dado desfasamento², θ_{cor} . Desta forma, através de (4.3) foi possível compensar o desfasamento θ_{cor} existente entre a posição zero do *encoder* e a fase *A* dos enrolamentos do rotor. A variável p representa o número de par de polos da MIDA.

$$\theta_{cor} = \frac{360t_{cor}}{1} p. \quad (4.3)$$

4.2 Estimador híbrido do fluxo magnético

O fluxo magnético do estator pode ser estimado através das correntes elétricas do rotor e do estator com (4.4) ou ainda através das tensões e correntes do estator com (4.5) [30, 53], em eixos $\alpha\beta$, num referencial estático. Antes de se efetuar o paralelo à rede elétrica o fluxo do estator é estimado através de (4.4), e com auxílio destas equações, as tensões induzidas nos enrolamentos do estator são estimadas de seguida. De notar que o estator encontra-se em circuito aberto, razão pela qual as correntes elétricas no estator são nulas. Após se efetuar o paralelo da MIDA à rede elétrica, como as tensões da rede são iguais às tensões no estator, o fluxo pode ser estimado com (4.5). A estimação do fluxo do estator com (4.5) mostrou neste caso ser uma melhor previsão, devido à tensão da rede não possuir harmónicos de alta frequência e a sua frequência ser estável [17]. Estas equações na prática apresentam problemas devido ao integrador puro que provoca offsets no fluxo (componentes DC). A solução foi substituir o integrador puro por um filtro passa baixo com compensação [30, 53] (Fig. 4.3), com frequência angular de corte de $f_c = 5$ Hz.

² Este desfasamento foi medido em unidades de tempo (dado por t_{cor}) com auxílio de um osciloscópio.

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_s i_{ds} + L_{sr} i_{dr} \\ \psi_{qs} = L_s i_{qs} + L_{sr} i_{qr} \end{cases} \quad (4.4)$$

$$\begin{cases} \psi_{\alpha s} = \int (u_{\alpha s} - R_s i_{\alpha s}) dt \\ \psi_{\beta s} = \int (u_{\beta s} - R_s i_{\beta s}) dt \\ \theta_{es} = \arctg\left(\frac{\psi_{\beta s}}{\psi_{\alpha s}}\right) \end{cases} \quad (4.5)$$

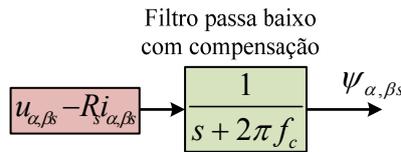


Fig. 4.3 – Diagrama de blocos da estimação do fluxo estatórico, através das tensões e correntes do estator.

4.3 Condições necessárias para ligar a MIDA à rede

A MIDA é um gerador eólico e que antes de se efetuar o paralelo com a rede elétrica é necessário garantir um conjunto de condições. Entre as tensões da rede elétrica e dos enrolamentos estatóricos da MIDA temos que garantir igualdade das fases iniciais, das frequências, da sequência de fases e das suas amplitudes [30]. Para induzir tensões nos enrolamentos do estator é necessário alimentar o conversor do rotor para aplicar correntes nos enrolamentos do rotor que vão criar um fluxo magnético estatórico no entreferro da MIDA e que por sua vez o fluxo vai induzir tensões nos enrolamentos do estator. Durante a sincronização é essencial que a velocidade da MIDA se mantenha constante.

4.3.1 Estimação das tensões estatóricas

Para comparar as tensões da rede elétrica com as tensões induzidas nos enrolamentos estatóricos é necessário estimar as tensões do estator da MIDA. As tensões estatóricas são estimadas, segundo os eixos $\alpha\beta$ em coordenadas estatóricas através de [30]:

$$\begin{cases} u_{\alpha s} = R_s i_{\alpha s} - \omega_{es} \psi_{\alpha s} \\ u_{\beta s} = R_s i_{\beta s} + \omega_{es} \psi_{\beta s} \end{cases} \quad (4.6)$$

onde, ω_{es} pode ser calculado da seguinte forma [55],

$$\omega_{es} = \frac{\psi_{\alpha s} \frac{d\psi_{\beta s}}{dt} - \psi_{\beta s} \frac{d\psi_{\alpha s}}{dt}}{|\bar{\psi}_s|^2}, \quad (4.7)$$

Na implementação experimental, ω_{es} foi filtrado com um filtro passa baixo para remover as componentes de alta frequência com frequência de corte a 400 Hz.

4.3.2 Sincronização com a rede

A MIDA como já mencionado, antes da sua ligação à rede elétrica, necessita de ser sincronizada com a rede. A ordem da sequência de fases das tensões da rede com as do estator é conseguida ao fazer as ligações corretas (da MIDA com as caixas de medida, o conversor e identificar ainda as fases da rede elétrica) no início da montagem laboratorial. A igualdade da frequência das tensões no estator com as da rede é garantida pelo PLL que dá constantemente a posição angular atualizada, num referencial estático do referencial síncrono.

Na Fig. 4.4 é representado o diagrama de blocos para o ajuste automático da amplitude da tensão entre a rede elétrica e os enrolamentos estatóricos da MIDA. Através do erro da amplitude u_{erro} o controlador PI origina a referência da componente direta da corrente do rotor i_{dr}^* , necessária para ajustar a amplitude da tensão induzida nos enrolamentos estatóricos à da rede elétrica. De notar que as tensões induzidas nos enrolamentos estatóricos são longe de serem sinusoidais [30]: este fato é essencialmente provocado devido às ranhuras presentes no circuito magnético, tanto no estator como no rotor.

Para ajustar a fase das tensões foi calculado o erro do ângulo θ_{erro} entre as tensões estimadas dos enrolamentos estatóricos e as tensões da rede elétrica como mostra a Fig. 4.5. Com auxílio de um controlador PI a referência da corrente de quadratura i_{qr}^* é gerada por forma a diminuir o erro de fase entre ambas as tensões, ou seja, as tensões induzidas nos enrolamentos estatóricos são deslocadas por forma a minimizar o erro do ângulo.

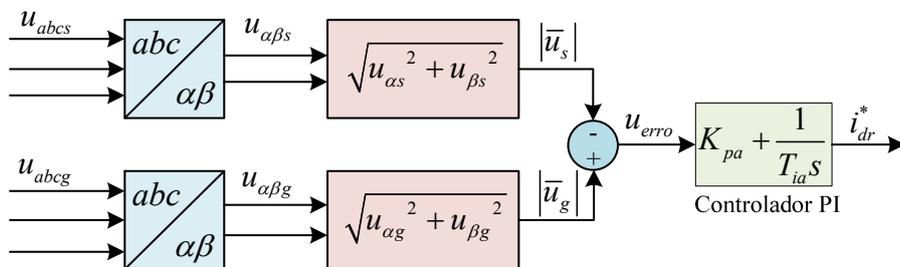


Fig. 4.4 – Malha de controlo da amplitude da tensão [30].

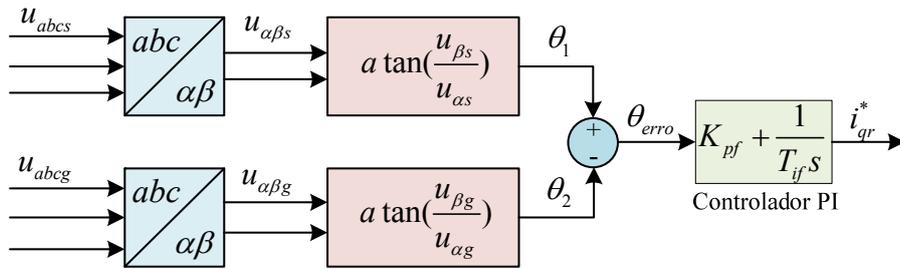


Fig. 4.5 – Malha de controlo de fase da tensão [30].

Na Fig. 4.6 é mostrado um exemplo onde as tensões trifásicas do estator (u_{as}, u_{bs}, u_{cs}) estão desfasadas θ_{erro} e com amplitudes distintas u_{erro} das tensões da rede (u_{ag}, u_{bg}, u_{cg}).

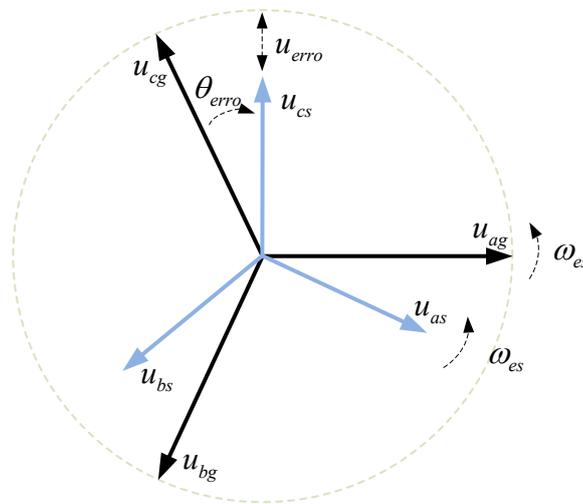


Fig. 4.6 – Sincronização da tensão entre a rede elétrica e o estator da MIDA.

Durante a sincronização as referências das correntes do rotor são geradas através das malhas de controlo de fase e de amplitude da tensão. Após o ajuste da amplitude e da fase da tensão do estator o paralelo pode ser efetuado com a rede elétrica com segurança. No instante antes do fecho do interruptor, que se localiza entre o estator da MIDA e a rede elétrica, as referências das correntes são geradas através das malhas de controlo da potência ativa e reativa do estator. Isto é as malhas de sincronismo das tensões estatóricas são desligadas e as malhas de potência ativa e reativa do estator são ligadas às malhas de corrente. Os controladores PI da potência ativa e reativa são reiniciados, ou seja, as referências da corrente do rotor, em eixos dq , gerada pelas malhas de controlo da potência ativa e reativa passam a ter o mesmo valor que as referências da corrente do rotor geradas pelas malhas de controlo de amplitude e de fase neste instante. Caso contrário ocorre um transitório brusco na MIDA. As referências das potências ativa P_s e reativa Q_s do estator dadas pelo utilizador são nulas neste instante para evitar que ocorra um transitório

brusco. Deste modo, é possível ter um transitório suave durante o fecho do interruptor para ligar a MIDA à rede elétrica.

4.4 Montagem laboratorial

Um esquema geral da implementação da montagem do sistema da MIDA é representado na Fig. 4.7. A turbina eólica é simulada através de um motor de indução (MI) acoplada à MIDA e controlada com um variador eletrónico de velocidade, sendo a velocidade ajustada através de uma consola de interface com o utilizador (HMI). O estator da MIDA é diretamente ligado à rede elétrica por intermédio de um autotransformador e de um interruptor. Este interruptor tem como função interligar a MIDA à rede quando se verificam as condições necessárias para o efetuar.

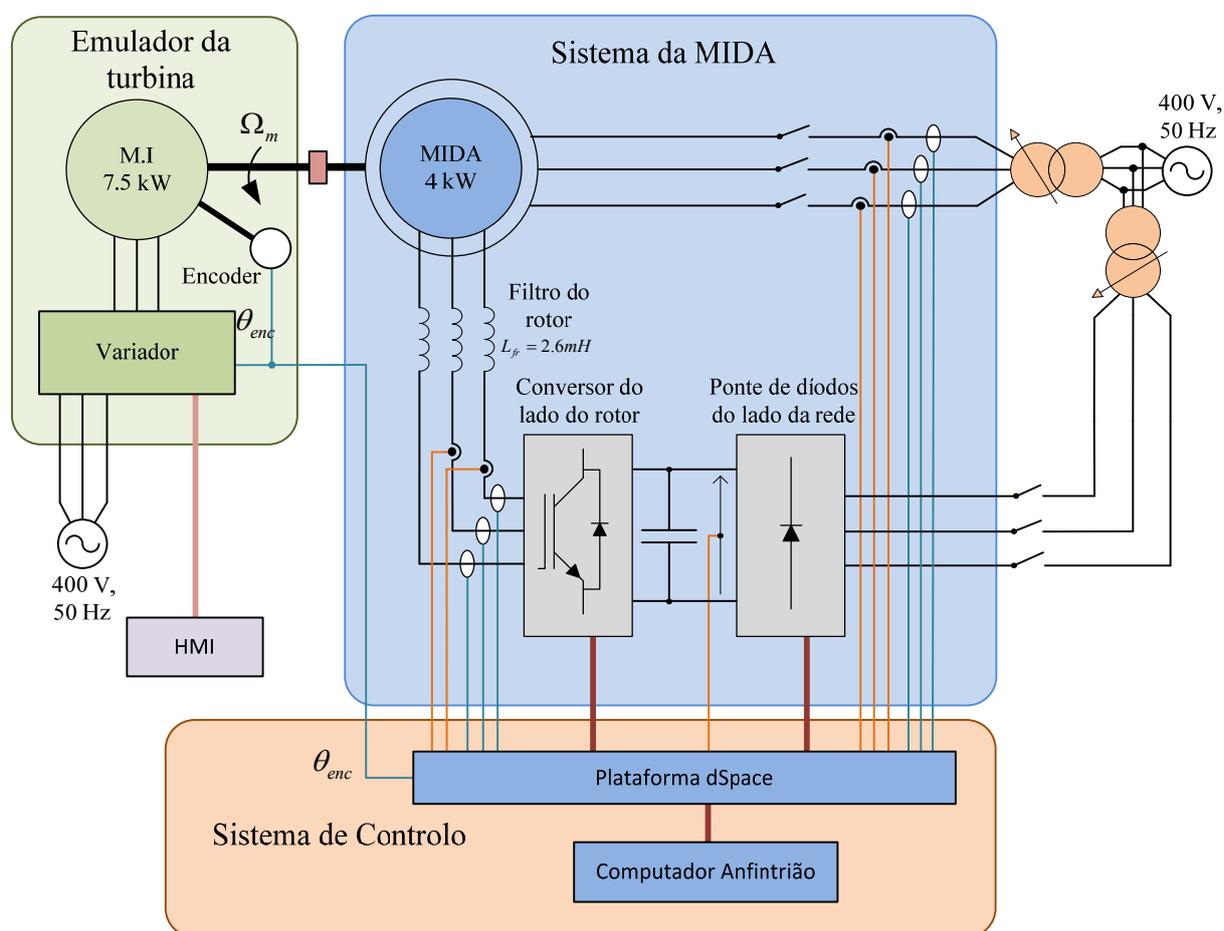


Fig. 4.7 – Esquema experimental do sistema de controlo da MIDA.

Para diminuir parcialmente o impacto dos harmónicos de alta frequência da tensão do conversor do rotor, é adicionada uma indutância entre este e o rotor. O barramento de tensão DC

permite o desacoplamento entre as tensões da rede e as tensões aplicadas no rotor da MIDA. Neste trabalho o barramento DC foi alimentado através de uma ponte de díodos como mostrado na Fig. 4.7. O conversor que alimenta o rotor é controlado através da plataforma dSpace PC1103 PPC Controller Board possuindo uma interface com o utilizador no computador anfitrião com recurso do software *ControlDesk*. A plataforma dSpace recebe todos os sinais das tensões, das correntes elétricas, da posição angular do rotor medidos e ainda envia os sinais de comutação para os IGBTs do conversor que alimenta o rotor.

4.5 Parametrização do sistema

Para obter alguns dos parâmetros usados na implementação do sistema procedeu-se aos ensaios económicos da MIDA e à aquisição de dados, os quais foram obtidos com um analisador de potência³ de precisão. Nos parágrafos a seguir encontram-se de uma forma geral os procedimentos efetuados para a determinação dos parâmetros.

Através do ensaio de rotor travado e em curto-circuito, alimentou-se o estator da MIDA e obteve-se os dados presentes na Tabela 4.1. A indutância de fugas do estator L_{ls} , e do rotor L_{lr} , bem como a resistência rotórica R_r , todas referidas ao rotor, foram calculadas através de (4.8). A resistência do estator R_s foi diretamente medida no final deste ensaio com um multímetro.

Tabela 4.1 – Dados do ensaio em curto-circuito com rotor travado.

Ensaio com o rotor em curto-circuito e travado				
U_s (V)	I_s (A)	P_s (W)	Q_s (VA _r)	F.P (°)
47.42	8.46	472.73	1106.32	66.86

$$\left\{ \begin{array}{l} R_s + R_r' = \frac{P_s}{3|I_s|^2} \\ L_{ls} + L_{lr}' = \frac{Q_s}{3\omega_{es}|I_s|^2} \\ L_{ls} = L_{lr}' \\ L_{lr}' = \frac{L_{lr}'}{a^2} \\ R_r = \frac{R_r'}{a^2} \end{array} \right. \quad (4.8)$$

³ Yokogawa WT3000

Numa fase posterior, o ensaio em vazio foi realizado com o rotor em curto-circuito e com o MI acoplado a este à velocidade de sincronismo, evitando assim que as perdas mecânicas sejam alimentadas pela MIDA. Os dados foram registrados durante a diminuição gradual da tensão do estator (Tabela 4.2). Usando (4.9) para calcular a corrente de magnetização I_m e a indutância de magnetização L_m onde, \bar{E} é a tensão calculada aos terminais da indutância de magnetização e Q_{Lm} , a potência reativa que esta absorve. Obteve-se a curva característica da indutância de magnetização L_m em função da corrente de magnetização [60] a 1500 rpm (Fig. 4.8). Pode-se acrescentar, ainda, que a indutância varia devido ao aumento da corrente de magnetização que força o fluxo a circular no circuito magnético da MIDA, o que resulta numa indutância inferior [51].

Tabela 4.2 – Ensaio em vazio com o rotor em curto-circuito.

Ensaio em vazio a 1500 rpm sem perdas mecânicas				
U_s (V)	I_s (A)	P_s (W)	Q_s (VAr)	F.P (°)
227.17	3.91	128.41	2658.74	87.24
181.55	2.39	66.96	1298.36	87.05
150.17	1.80	44.16	811.92	86.89
120.19	1.38	30.13	497.46	86.53
100.72	1.14	22.56	342.64	86.23
90.37	1.01	18.78	274.15	86.08
80.40	0.90	15.51	216.12	85.90
60.52	0.67	9.92	122.07	85.36

$$\begin{cases} \bar{E} = \bar{U}_s - \bar{I}_s (R_s + j\omega_{es} L_{ls}) \\ L_m = \frac{|\bar{E}|^2}{3\omega_{es} Q_{Lm}} \\ Q_{Lm} = Q_s - 3\omega_{es} L_{ls} |I_s|^2 \\ |\bar{I}_m| = \frac{|\bar{E}|}{\omega_{es} L_m} \end{cases} \quad (4.9)$$

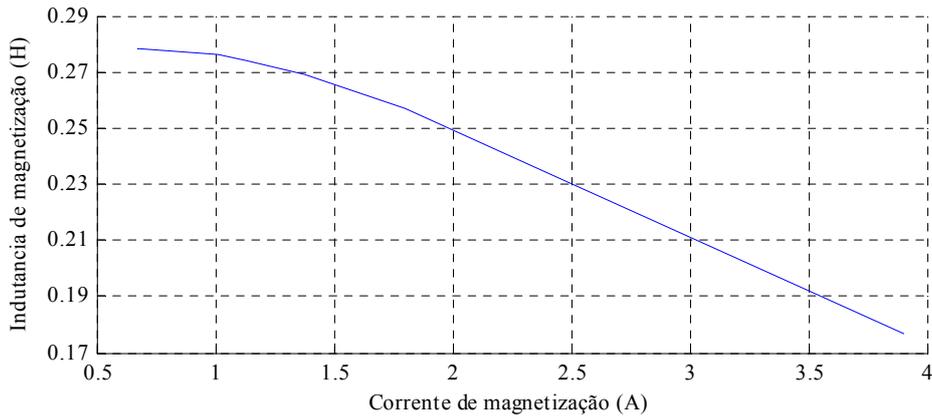


Fig. 4.8 – Indutância de magnetização L_m em função da corrente de magnetização do estator I_m a 1500 rpm.

Para a estimação da razão do número de espiras a do estator e do rotor da MIDA alimentou-se o estator da máquina com tensão nominal gradualmente diminuída, e registaram-se os dados na Tabela 4.3 com o rotor parado⁴ e em circuito aberto. Utilizando (4.9) para calcular a tensão aos terminais da indutância de magnetização e (4.10), procedeu-se ao cálculo da razão de transformação, isto é, do número de espiras entre o estator e o rotor a .

$$a = \sum_{k=1}^{10} \frac{|\bar{U}_s^x|}{10|\bar{E}^x|}, (x \in \{1, 2, \dots, 10\}). \quad (4.10)$$

Tabela 4.3 – Dados para o cálculo da razão do número de espiras do estator e do rotor parado.

Ensaio de rotor em circuito aberto			
U_s (V)	I_s (A)	F.P (°)	U_r (V)
224.23	3.71	85.89	221.00
197.69	2.74	85.68	196.00
175.60	2.22	85.41	174.50
163.48	2.00	85.25	162.50
149.33	1.77	85.07	148.40
135.57	1.57	84.88	135.40
112.43	1.27	84.56	112.50
86.99	0.97	84.14	87.24
49.15	0.55	83.20	49.20
18.40	0.23	82.09	18.37

⁴ De notar que com o rotor em circuito aberto não existem quaisquer correntes a circular neste, e consequentemente este não possui qualquer binário mecânico para poder rodar. Assumindo ainda que o MI está parado.

Na Tabela 4.4 são representados os valores da chapa de características da MIDA e dos parâmetros equivalentes usados na implementação do sistema. A potência reativa injetada na rede elétrica é restringida para se obter estabilidade no sistema. Em [61] este critério de estabilidade é dado por (4.11): manipulando a equação da potência reativa obtêm-se (4.12) no qual o sinal menos indica que está a ser enviada potência reativa para a rede. Para os valores nominais de (4.12), obtêm-se $|Q_s|=2660.92$ VAR.

Relativamente à chapa de características do MI, esta encontra-se na Tabela 4.5 juntamente com os valores nominais do conversor que alimenta o rotor. Outros componentes utilizados, nomeadamente a indutância para filtrar a corrente do rotor e o condensador do barramento DC, encontram-se na Tabela 4.6.

$$i_{dr}^e < 2 \frac{|\psi_{snom}^e|}{L_{sr}}. \quad (4.11)$$

$$Q_s < -\frac{3}{2} \left(\frac{u_{qs}^e}{L_s \omega_{es}} \right). \quad (4.12)$$

Tabela 4.4 – Parâmetros característicos da MIDA

Dados da chapa de características		Parâmetros do modelo	
U_s	400 V	R_s	1.09 Ω
I_s	8.49 A	R_r	0.39 Ω
U_r	229 V	L_{ls}	8.20 mH
I_r	11.5 A	L_{lr}	2.90 mH
P_n	4 kW	a	1.68
Ω_n	1431 r.p.m	p	2
f_n	50 Hz		

Tabela 4.5 – Chapa de características do MI e do conversor do lado do rotor

Dados da chapa de características do MI		Dados do conversor que alimenta o rotor	
U_n	400 V	U_n	1200 V
I_n	13.8 A	I_n	150 A
P_n	7.5 kW		
Ω_n	1465 r.p.m		
f_n	50 Hz		

Tabela 4.6 – Parâmetros da indutância de filtro do lado do rotor e do condensador do barramento DC

Indutância de filtro do lado do rotor		Barramento DC	
U_n	400 V	U_n	800 V
I_n	11 A	C	2350 μ F
L	2.6 mH		
R	0.13 Ω		

Quanto aos ganhos proporcionais e aos tempos integrais dos controladores PI's, os seus valores iniciais usados na implementação foram estimados através do critério de amplitude ótima, tendo sido otimizados de forma a obter uma boa resposta por parte do sistema. Na Tabela 4.7 são representados os valores definitivos. Dados os valores dos controladores PI's das correntes rotóricas, estimou-se a largura de banda, obtendo-se $\alpha_i = 2063.75$ rad/s.

Tabela 4.7 – Parâmetros dos controladores PI's das malhas de controlo otimizados.

Malhas de corrente		Malhas de potência				Malhas do sincronizador de tensão			
K_{pi}	T_{ii}	K_{pp}	T_{ip}	K_{pq}	T_{iq}	K_{pa}	T_{ia}	K_{pf}	T_{if}
23.6	0.1e-3	8.3e-5	5.8	8.3e-5	5.8	2	0.1e-3	1	0.1e-3

5. Resultados experimentais

A velocidade da MIDA é controlada através do MI. Na apresentação dos resultados, o controlo implementado em software *Simulink* foi usado um tempo de amostragem de 18 kHz sendo a aquisição de dados feita à mesma frequência. A frequência de comutação do conversor que alimenta o rotor é de 18 kHz. No anexo A estão representadas as figuras com os blocos principais do sistema implementado com recurso ao *Simulink*. No anexo B são representadas algumas figuras da montagem experimental efetuada.

5.1 Sincronização com a rede

O sincronismo automático com a rede elétrica foi efetuado com a MIDA à velocidade subsíncrona de 1200 rpm e à tensão nominal da rede elétrica. O sincronismo foi iniciado no instante $t = 0.01$ s. Nestas condições, a Fig. 5.1 (a) mostra a evolução da corrente do rotor segundo os eixos d e q . A corrente segundo o eixo d ajusta a amplitude da tensão, enquanto a do eixo q ajusta o desfaseamento existente entre as tensões do estator e da rede elétrica. Na Fig. 5.1 (b) é mostrado a evolução do fluxo estatórico, em eixos $\alpha\beta$, num referencial estatórico durante o sincronismo. O fato dos circuitos magnéticos do estator e do rotor possuírem ranhuras, dá origem ao aparecimento de um fluxo no estator com ondulação. O fluxo estatórico criado vai induzir por sua vez tensões no estator (Fig. 5.2). As tensões do estator tendem a sincronizar-se com as tensões da rede elétrica, através das malhas de sincronização. Este processo demora sensivelmente 90 ms como se pode verificar na Fig. 5.1 (a) e Fig. 5.2. Após os 90 ms encontram-se satisfeitas as condições necessárias para efetuar o paralelo da MIDA à rede.

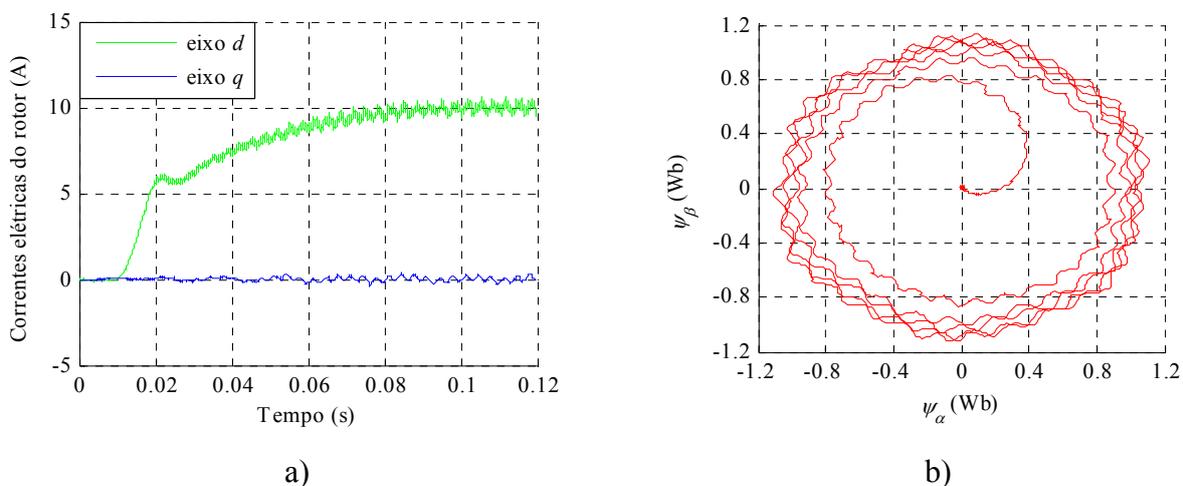


Fig. 5.1 – Sincronismo com a rede elétrica: a) correntes no rotor em coordenadas dq; b) fluxo estatórico encadeado, em eixos $\alpha\beta$, num referencial estatórico.

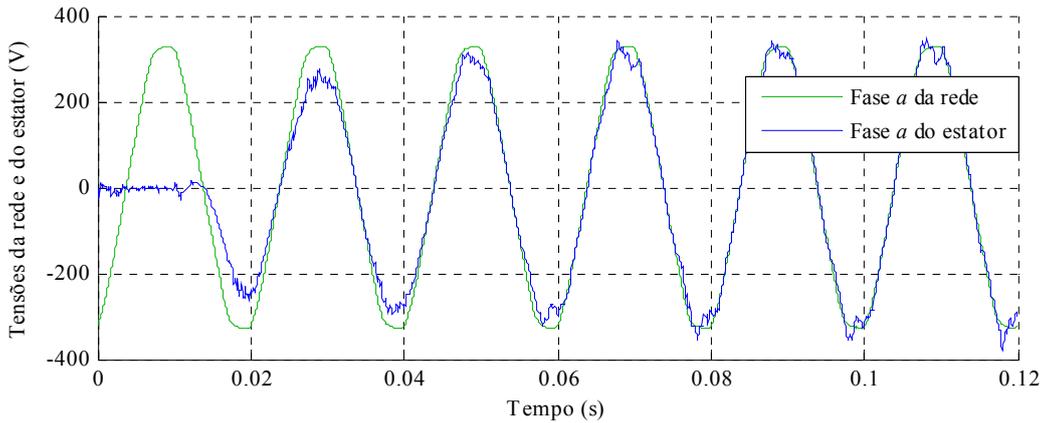


Fig. 5.2 – Sincronização da tensão da fase *a* estimada dos enrolamentos estatóricos com a rede elétrica.

5.2 Paralelo da MIDA com a rede

A Fig. 5.3 e a Fig. 5.4 representam as tensões da rede elétrica e estatóricas de quando a MIDA é ligada à rede elétrica no instante $t = 0.04$ s e a sua desconexão no instante $t = 0.538$ s. Na Fig. 5.3 a curva a lilas que representa a tensão medida da fase *a* do estator da MIDA, permite verificar a sincronização com a rede elétrica. A elevada oscilação desta tensão é provocada essencialmente pelas ranhuras que o circuito magnético possui no estator e no rotor. Como podemos ver pelas tensões na Fig. 5.3, e pelas correntes do estator na Fig. 5.4, o algoritmo implementado permitiu que seja feita uma ligação e desconexão da MIDA da rede de forma suave, sem picos de corrente no estator. As correntes do estator durante a ligação oscilam devidas às ranhuras do circuito magnético da MIDA. A MIDA encontra-se à velocidade de 1200 rpm (velocidade subsíncrona). O algoritmo implementado possibilita a ligação ou desconexão da MIDA da rede tanto à velocidade de sincronismo como a velocidades hipersíncronas.

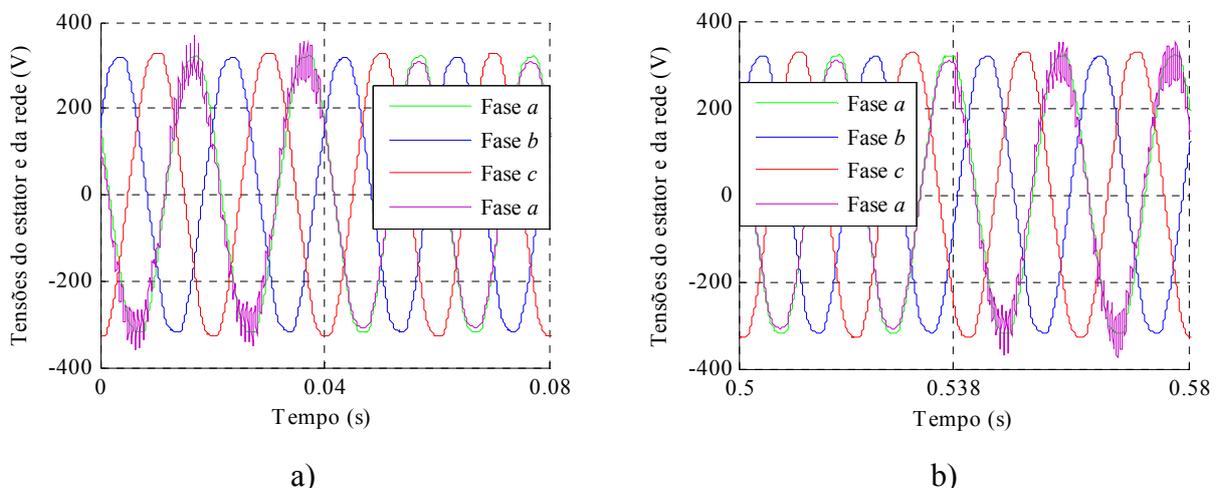


Fig. 5.3 – Medição da tensão de uma fase do estator e das tensões da rede elétrica: a) ligação da MIDA à rede elétrica aos $t = 0.04$ s; b) desconexão da MIDA da rede elétrica aos $t = 0.538$ s.

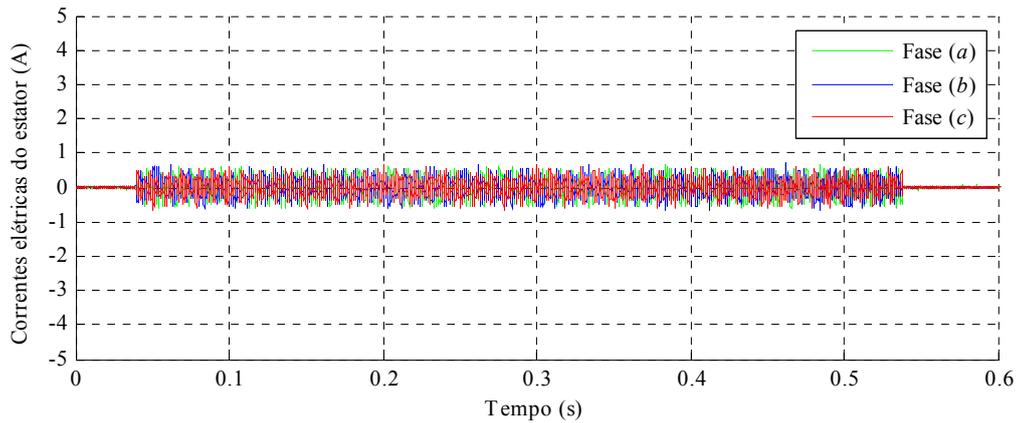


Fig. 5.4 – Correntes do estator com ligação da MIDA à rede elétrica no instante $t = 0.04$ s e desconexão no instante $t = 0.538$ s.

5.3 Funcionamento em regime permanente da MIDA

A Fig. 5.5 mostra a MIDA em regime permanente a 1700 rpm (velocidade hipersíncrona) a funcionar como gerador a debitar 1 kW e 0.8 kVAr para a rede elétrica. Estas potências são controladas através das malhas de potência ativa e reativa do estator. Para este ponto de funcionamento o rotor encontra-se a consumir aproximadamente 0.25 kW e a debitar 0.6 kVAr para o barramento DC.

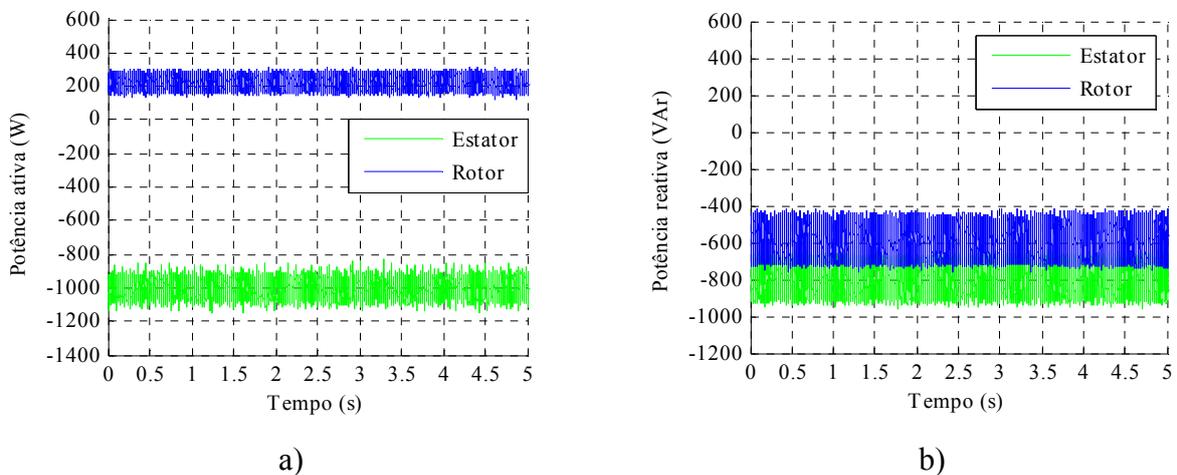


Fig. 5.5 – Velocidade 1700 rpm: a) potência ativa do estator e do rotor; b) potência reativa do estator e do rotor.

Na Fig. 5.6 é mostrado a fase *a* da tensão e da corrente do estator. O efeito das ranhuras do estator e do rotor é visível mais uma vez na corrente, a qual possui uma componente de alta frequência em relação a frequência da rede. Como seria de esperar, uma vez que a MIDA está a enviar potência reativa e ativa através do estator para a rede, a corrente elétrica do estator está

em avanço em relação à tensão do estator e com oposição de fase confirmando o envio de potência ativa pela MIDA.

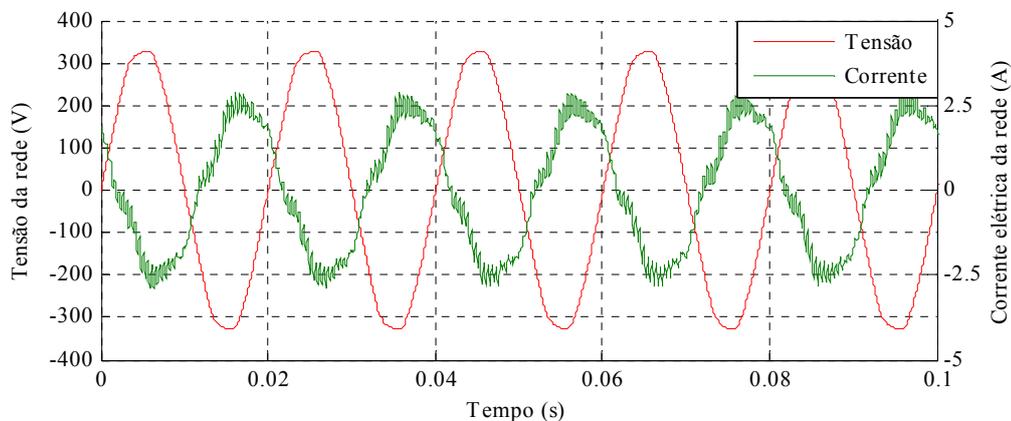


Fig. 5.6 – Tensão e corrente da fase *a* do estator à velocidade 1700 rpm.

Na Fig. 5.7 apenas é representada a fase *A* da tensão e da corrente do rotor. A corrente do rotor está em avanço em relação à tensão aplicada no rotor o que indica que o rotor está a enviar potência reativa. De notar neste caso que para velocidades hipersíncronas, a tensão e a corrente do rotor têm uma frequência igual à frequência de deslizamento. Esta frequência de deslizamento é negativa, o que implica que o fasor da tensão e da corrente no referencial rotórico rodem em sentido oposto ao do rotor. A corrente representada é controlada através das malhas de corrente apresentando uma forma de onda bastante sinusoidal. Por outro lado a tensão apresenta harmónicos de elevada frequência devido à frequência de comutação do conversor que alimenta o rotor.

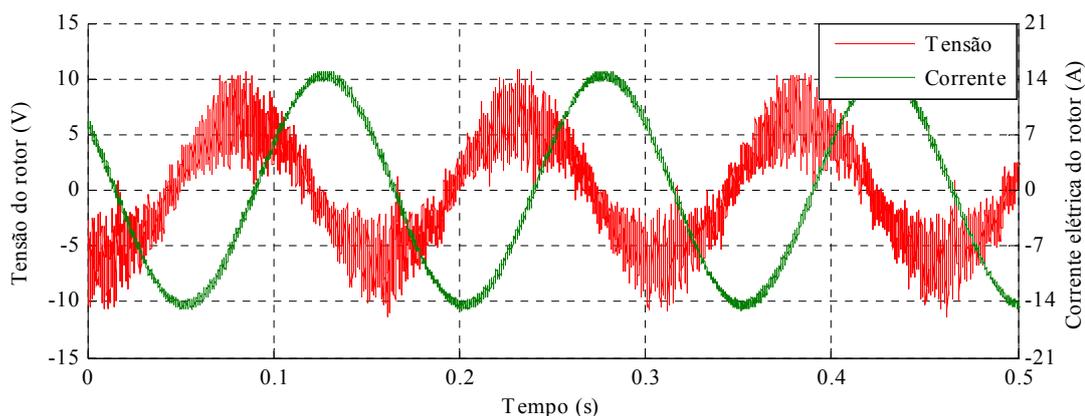


Fig. 5.7 – Tensão e corrente da fase *A* do rotor num referencial rotórico à velocidade de 1700 rpm.

No ensaio que se segue a referência da potência ativa e reativa do estator manteve-se nos valores anteriores, ou seja, a potência ativa a 1 kW e a reativa a 0,8 kVAr ambas enviadas para a

rede (Fig. 5.8). A diferença neste ensaio é que a MIDA roda a velocidade de 1030 rpm, cerca de 30 % abaixo da velocidade de sincronismo. A potência ativa e reativa do rotor estão representadas na Fig. 5.8. Para este modo de funcionamento o rotor encontra-se tanto a absorver potência ativa (0.6 kW) como reativa (1.3 kVAr). Da equação da potência ativa e reativa do rotor sabe-se que para velocidades subsíncronas a MIDA absorve potência ativa e reativa, e que para velocidades hipersíncronas a MIDA debita potência ativa e reativa para o barramento DC, o que está de acordo com a Fig. 5.8. A Fig. 5.5 (a) não está de acordo com a equação da potência ativa do rotor pois desprezamos todas as perdas do sistema, tais como as perdas do conversor que alimenta o rotor, as do rotor, as do estator, as da indutância de filtro, entre outras. Estas perdas obviamente têm de ser neste caso alimentadas, pelo conversor que alimenta o rotor. Daí estar a consumir potência ativa às velocidades hipersíncronas. No entanto existe uma velocidade da MIDA, um pouco além da síncrona, em que a potência ativa no rotor é nula.

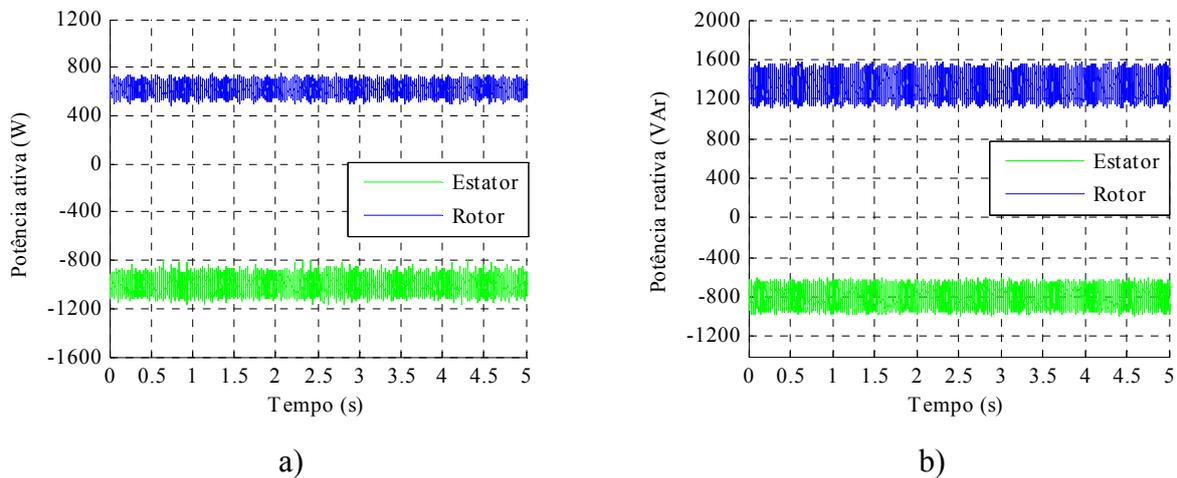


Fig. 5.8 – Velocidade 1030 rpm: a) potência ativa do estator e do rotor; b) potência reativa do estator e do rotor.

Na Fig. 5.9 apenas são mostradas as tensões e as correntes da fase *a* do estator. Tanto a tensão como a corrente da fase *a* são semelhantes às da Fig. 5.7, como seria de esperar, uma vez que o estator está a debitar a mesma potência ativa e reativa com a mesma tensão aos terminais do estator.

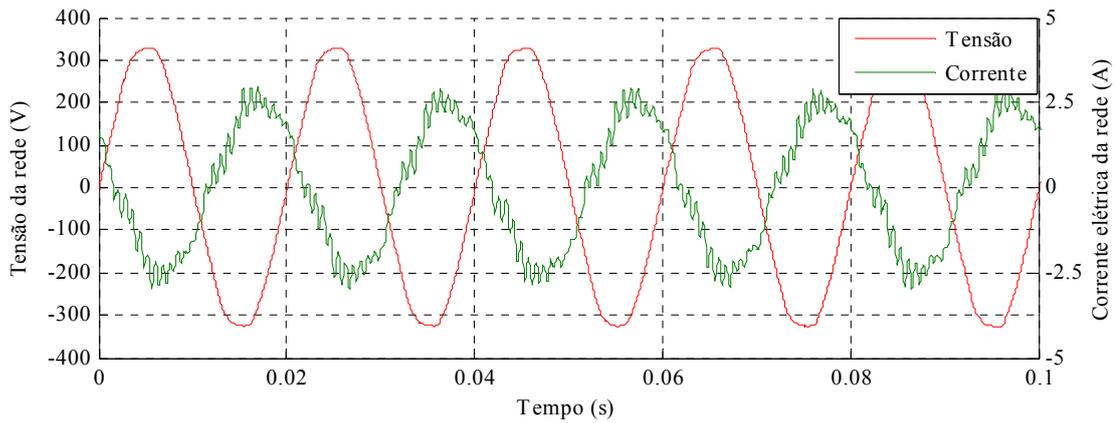


Fig. 5.9 – Tensão e corrente da fase *a* do estator à velocidade 1030 rpm.

Para este caso a tensão e a corrente do rotor da fase *A* na Fig. 5.10 possuem uma frequência de deslizamento positiva devido à velocidade subsíncrona da MIDA. Ao contrário do caso anterior a tensão encontra-se em avanço o que indica que está a ser absorvida potência reativa no rotor como se confirma pela Fig. 5.8 (b).

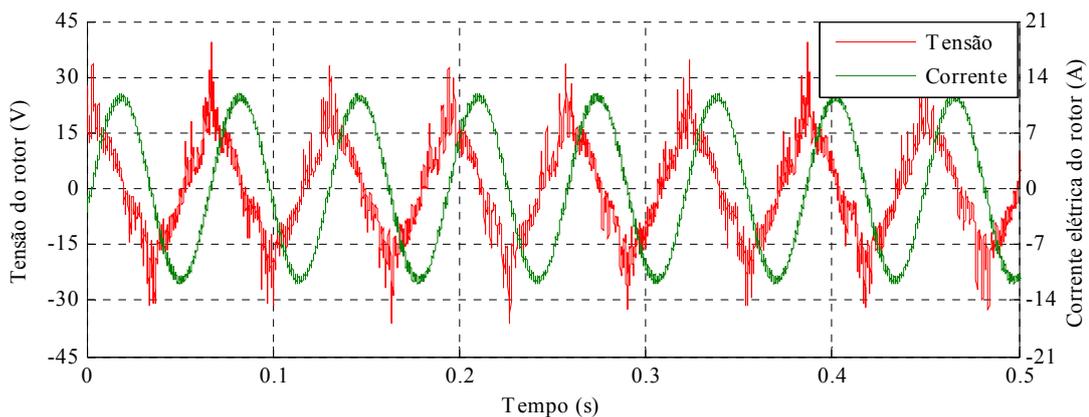


Fig. 5.10 – Tensão e corrente da fase *A* do rotor num referencial rotórico à velocidade de 1030 rpm.

5.4 Variação da velocidade da MIDA

Neste ensaio experimental variou-se a velocidade da MIDA entre as 1130 e as 1700 rpm conforme a Fig. 5.11. Durante este ensaio manteve-se constante e igual a 1 kW a referência da potência ativa do estator para a rede elétrica (Fig. 5.12), enquanto a potência reativa do estator manteve-se com valor nulo (Fig. 5.13). Como podemos ver a MIDA permite funcionar como gerador mesmo com velocidades subsíncronas, o que é uma vantagem. Durante este ensaio o binário eletromagnético mantém-se aproximadamente constante (Fig. 5.11), enquanto a potência ativa do estator for constante.

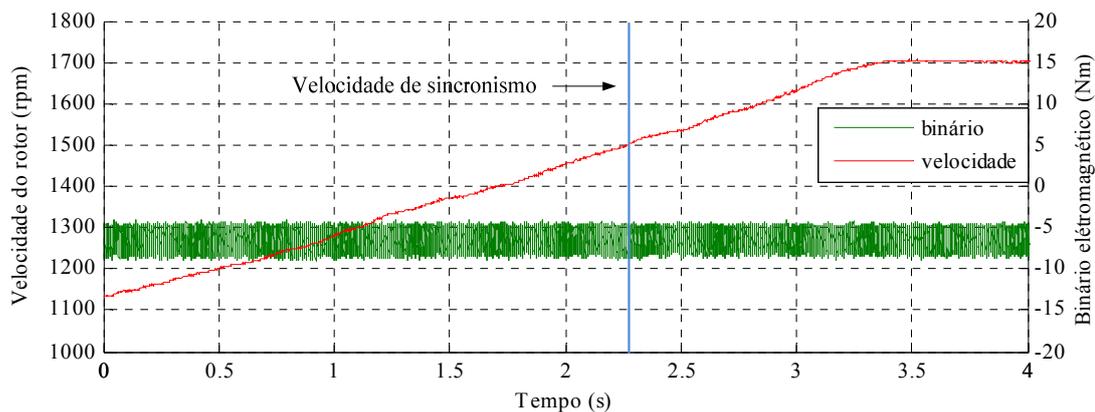


Fig. 5.11 – a) Velocidade mecânica do rotor; b) Binário eletromagnético da MIDA.

Ao analisar a Fig. 5.12 é evidente que a potência ativa do rotor é inversamente proporcional ao deslizamento. As perdas por efeito de joule são notáveis à velocidade de sincronismo próximo do instante $t = 2.27$ s. Estas perdas, aproximadamente de 200 W, estão presentes em toda a gama de velocidade representada na Fig. 5.12, podendo variar ligeiramente.

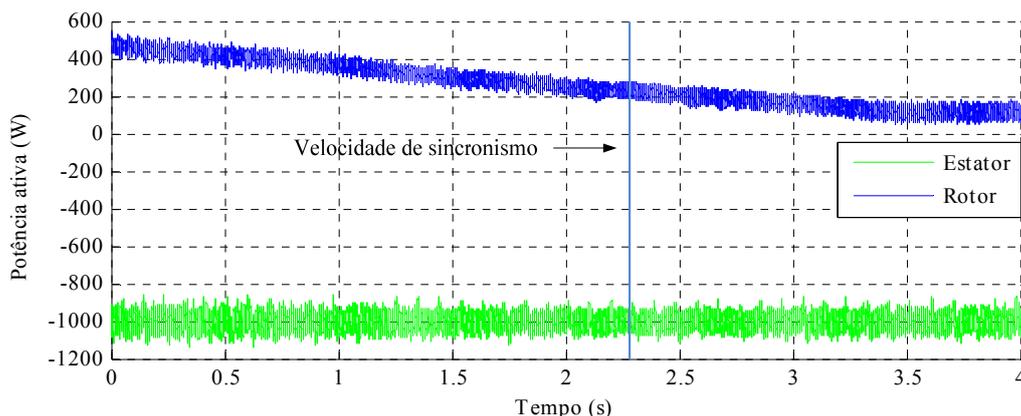


Fig. 5.12 – Potência ativa do estator e do rotor em função da velocidade do rotor.

No instante $t = 2.27$ ms representado na Fig. 5.12 por uma linha em azul a potência ativa no rotor seria idealmente nula. No entanto as perdas foram desprezadas nas equações do rotor. Estas perdas são essencialmente perdas no conversor que alimenta o rotor, na resistência dos enrolamentos do rotor e do estator, na resistência do filtro, no circuito magnético da MIDA e nas escovas que alimentam o rotor.

Na Fig. 5.13 é representada a potência reativa do estator e do rotor. A potência reativa do estator é proporcional ao deslizamento da MIDA. Para velocidades subsíncronas o rotor passa a enviar potência reativa para o barramento DC, o qual mostra a possibilidade de haver um fluxo de potências bidirecional no conversor que alimenta o rotor.

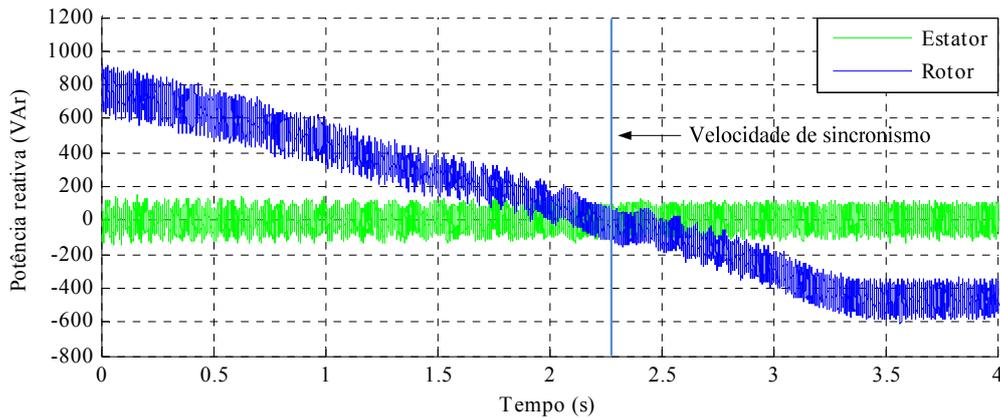


Fig. 5.13 – Potência reativa do estator e do rotor em função da velocidade do rotor.

Duas das fases da corrente elétrica do rotor são representadas na Fig. 5.14 em função da velocidade da MIDA. No instante que a MIDA passa da velocidade subsíncrona para hipersíncronas a sequência de fases da corrente do rotor é invertida. Para velocidades hipersíncronas, o conversor aplica correntes no rotor e tensões com frequências negativas em relação à frequência de sincronismo.

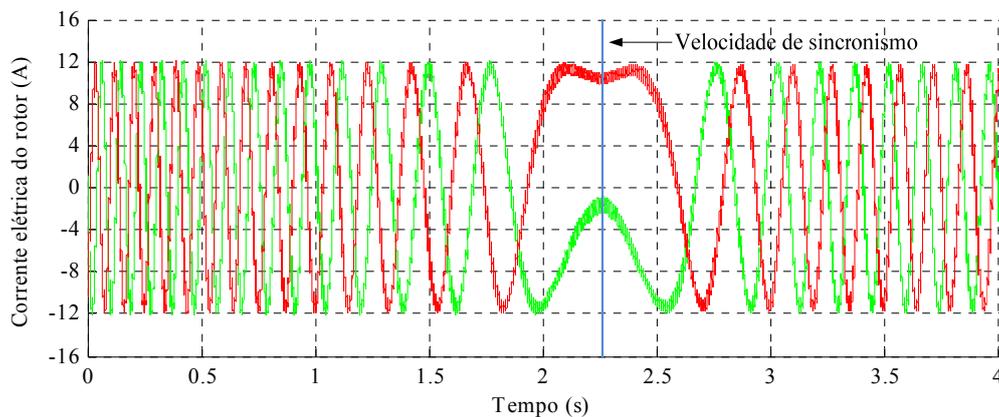


Fig. 5.14 – Corrente elétrica da fase A e C do rotor em função da velocidade do rotor.

De notar que a frequência das correntes no rotor tende a diminuir para velocidades próximas da velocidade de sincronismo. Quando é atingida a velocidade de sincronismo são aplicadas tensões e correntes contínuas no rotor. A amplitude máxima das correntes no estator e rotor para potências constantes no estator mantem-se aproximadamente constantes com a variação da velocidade, enquanto que a tensão do rotor é proporcional ao deslizamento, como representado na Fig. 5.15 [21].

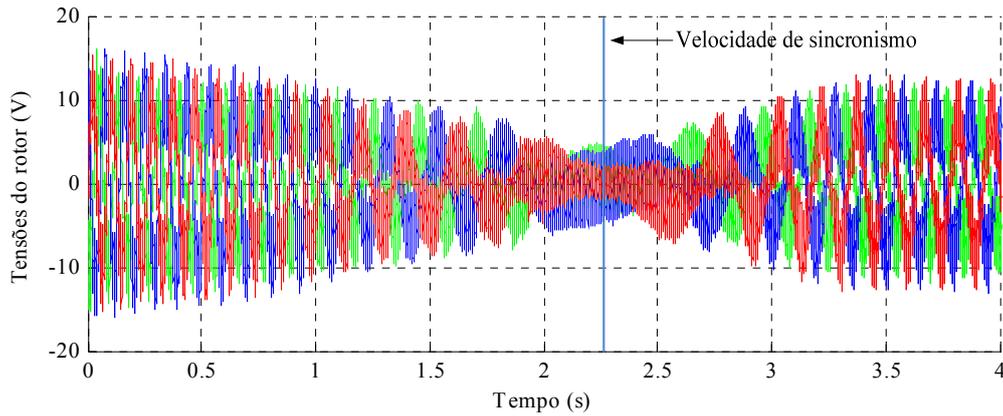


Fig. 5.15 – Tensões aplicadas pelo conversor no rotor em função da velocidade do rotor.

5.5 Funcionamento em regime transitório da MIDA

Para análise do comportamento dinâmico da MIDA realizaram-se transitórios de potência ativa e reativa do estator.

Antes do transitório da Fig. 5.16 (a) o rotor absorve cerca de 200 W do qual são perdas e 900 VAR para magnetizar a MIDA. Da análise da Fig. 5.16 constata-se que o transitório ocorreu no instante $t = 0.5$ s com duração cerca de 50 ms. O pedido da referência de potência ativa do estator neste instante passou de 0 W para 1 kW a enviar para a rede elétrica. A referência da potência reativa do estator manteve-se em 0 VAR. No instante $t = 0.5$ s o rotor terá que absorver mais energia ativa para satisfazer o pedido de potência ativa do estator. A potência reativa absorvida pelo rotor aumentou ligeiramente devido as perdas que provocam queda de tensão nos enrolamentos do rotor. De notar ainda que o transitório ocorrido não se fez notar praticamente na potência reativa do estator sendo este um dos piores casos para a MIDA admitindo que a velocidade apenas pode variar 30 % da velocidade de sincronismo num gerador eólico.

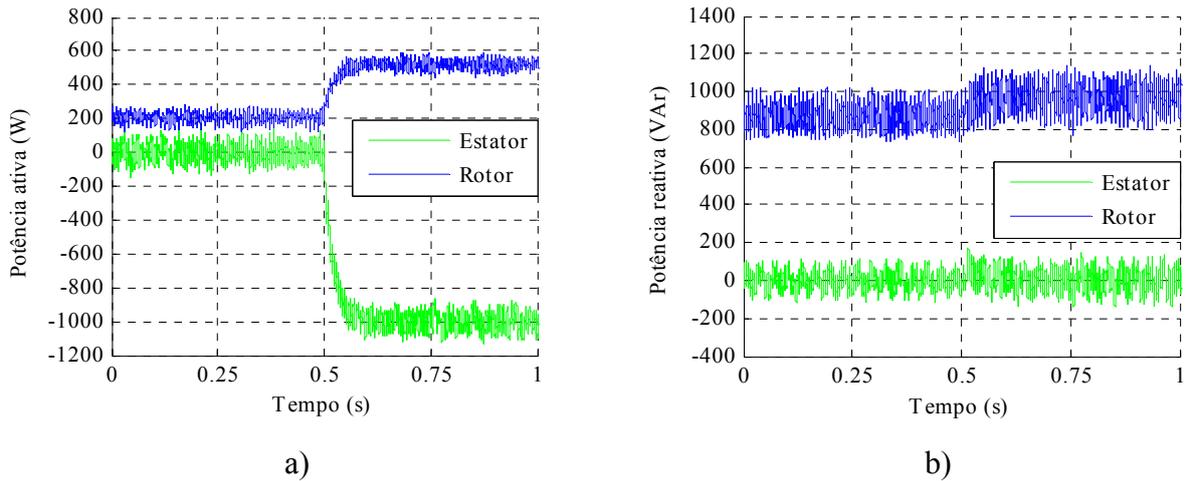


Fig. 5.16 – Transitório da potência ativa do estator a 1030 rpm: a) potência ativa do estator e do rotor; b) potência reativa do estator e do rotor.

Na Fig. 5.17 está representado a corrente do rotor segundo os eixos dq . De notar que a corrente do rotor do eixo d apenas aumentou ligeiramente devido às perdas provocarem queda de tensão, tendo o rotor que absorver mais energia reativa para compensar esta queda de tensão. A potência ativa do rotor é controlada essencialmente através da corrente do rotor do eixo q .

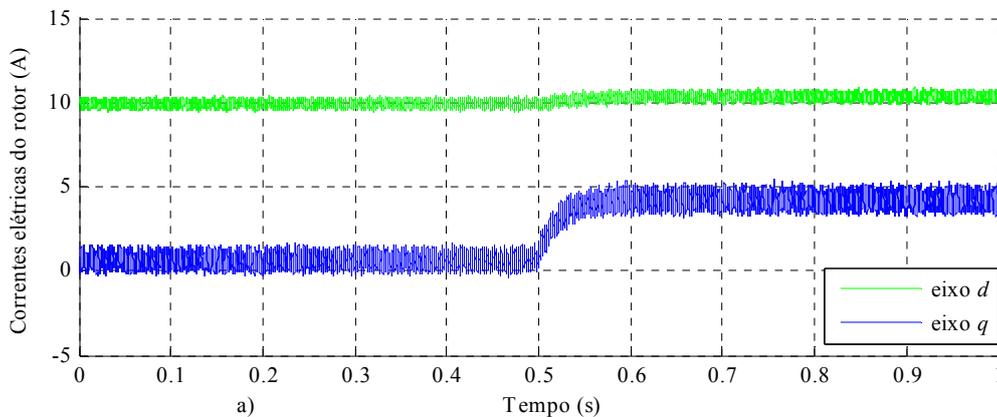


Fig. 5.17 – Corrente do rotor em eixos dq a 1030 rpm perante variação da potência ativa no estator.

Como se pode ver na Fig. 5.17 obtida uma boa resposta dinâmica das malhas de corrente do rotor, em eixos dq , e num referencial síncrono. O controlo permite uma rápida estabilização perante o pedido abrupto de potência ativa no estator.

Na Fig. 5.18 (b) é visível uma ligeira diminuição da tensão do barramento DC quando se inicia o transitório devido ao pedido de potência ativa no estator da MIDA. Da Fig. 5.18 (a) podemos observar o binário brusco que a MIDA impõem ao MI durante o transitório o qual dá origem a um abaixamento da velocidade durante aproximadamente 200 ms. Desta forma o

inversor que alimenta o MI tenta recuperar a velocidade de referência (1030 rpm) através do controlo deste.

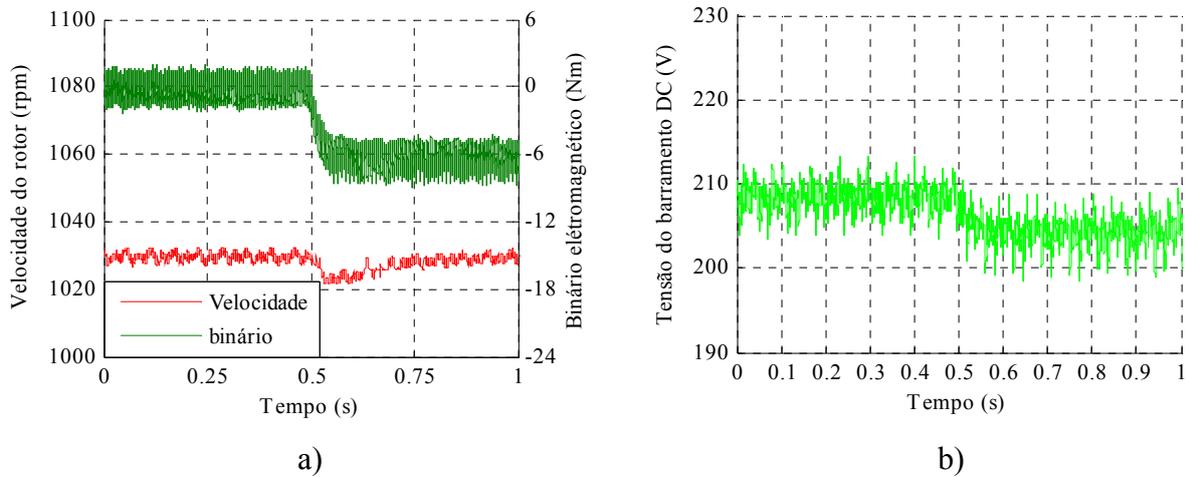


Fig. 5.18 – Transitório da potência ativa no estator da MIDA a 1030 rpm: a) velocidade e binário da MIDA; b) tensão do barramento DC.

A tensão e a corrente da fase *a* do estator estão representadas na Fig. 5.19 durante este transitório. Uma vez que o estator encontra-se apenas a enviar energia ativa para a rede a corrente do estator encontra-se em oposição de fase em relação à tensão do estator.

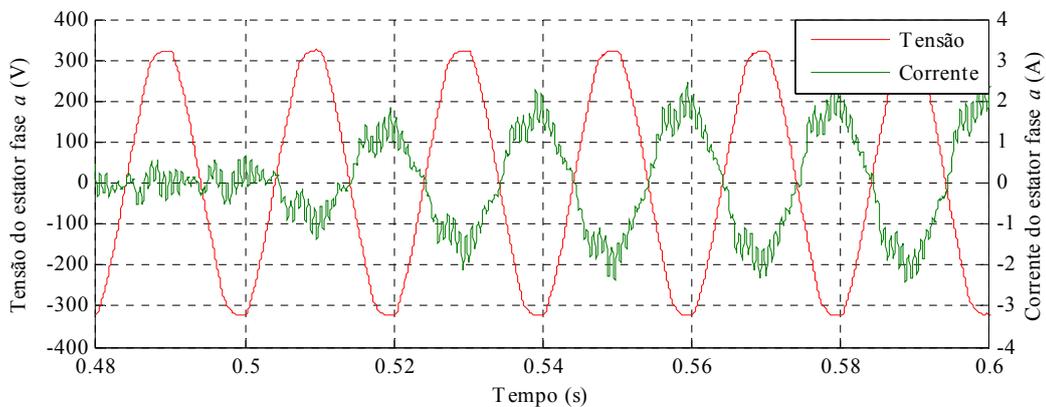


Fig. 5.19 – Tensão e corrente da fase *a* do estator a 1030 rpm com transitório da potência ativa do estator.

No ensaio experimental a seguir é provocado um transitório através da potência reativa do estator. Assim a referência da potência reativa do estator no instante $t = 0.5$ s passa de 0 VAR para 800 VAR a enviar para a rede elétrica. As potências ativas e reativas estatórica e rotórica estão representadas na Fig. 5.20. Observa-se que as perdas no sistema aumentam ligeiramente e que a potência reativa do rotor aumentou para satisfazer a potência reativa pedida. É de notar que com um transitório de potência ativa no estator esta é independente da potência reativa do estator, isto é, podem ser controladas independentemente.

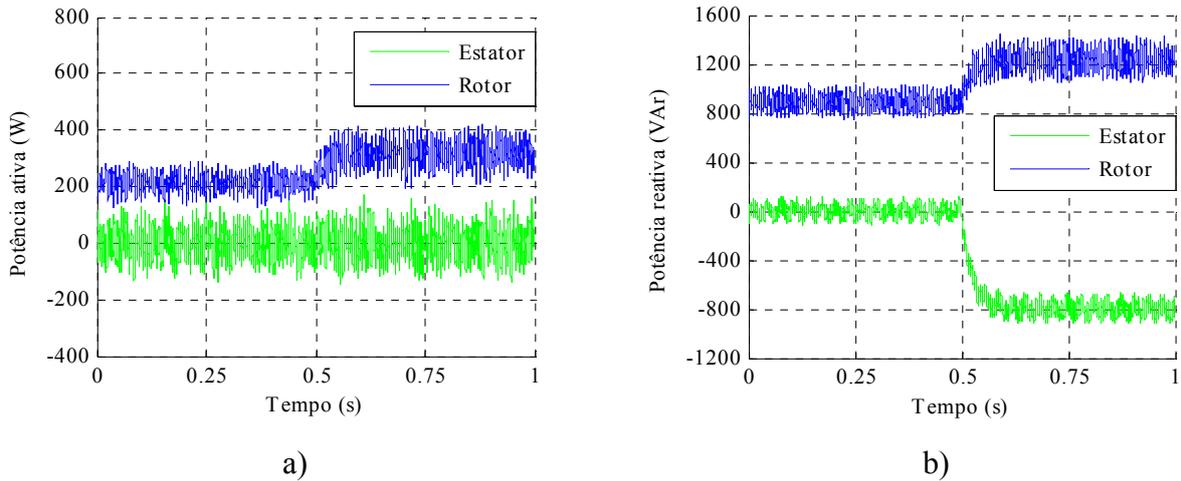


Fig. 5.20 – Transitório da potência reativa do estator a 1030 rpm: a) potência ativa do estator e do rotor; b) potência reativa do estator e do rotor.

Na Fig. 5.21 são representadas as correntes segundo os eixos dq , num referencial síncrono. Tanto no ensaio anterior como neste observa-se um desacoplamento entre a potência ativa e reativa do estator, ou seja o sistema controla a potência ativa através da corrente do eixo q do rotor e a potência reativa através da corrente do eixo d . O ajuste da corrente do rotor quando a potência reativa é pedida encontra-se na Fig. 5.21. Mais uma vez obteve-se uma boa resposta dinâmica tanto das malhas de potência do estator como das malhas de corrente do rotor.

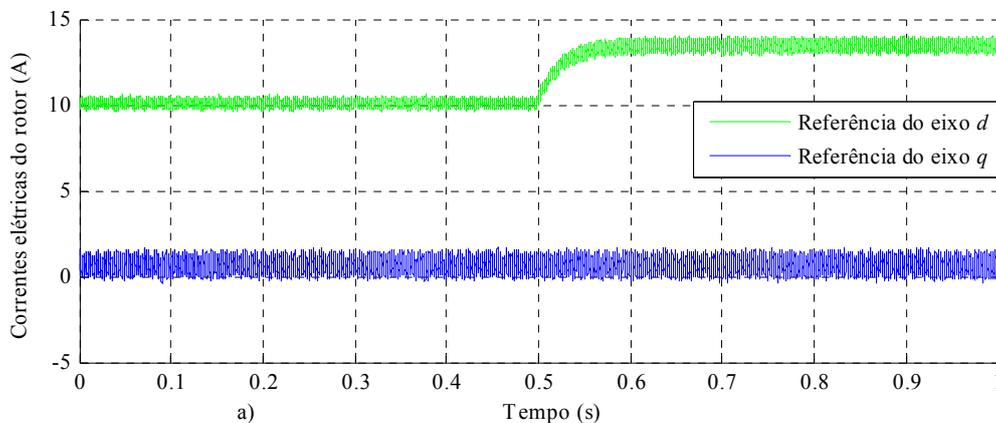


Fig. 5.21 – Corrente do rotor em eixos dq a 1030 rpm perante variação da potência reativa no estator.

Na Fig. 5.22 (a) são representados o binário eletromagnético e a velocidade mecânica do rotor, sendo visível a estabilidade destas grandezas perante o pedido súbito de potência reativa no estator. A tensão do barramento DC encontra-se representada na Fig. 5.22 (b).

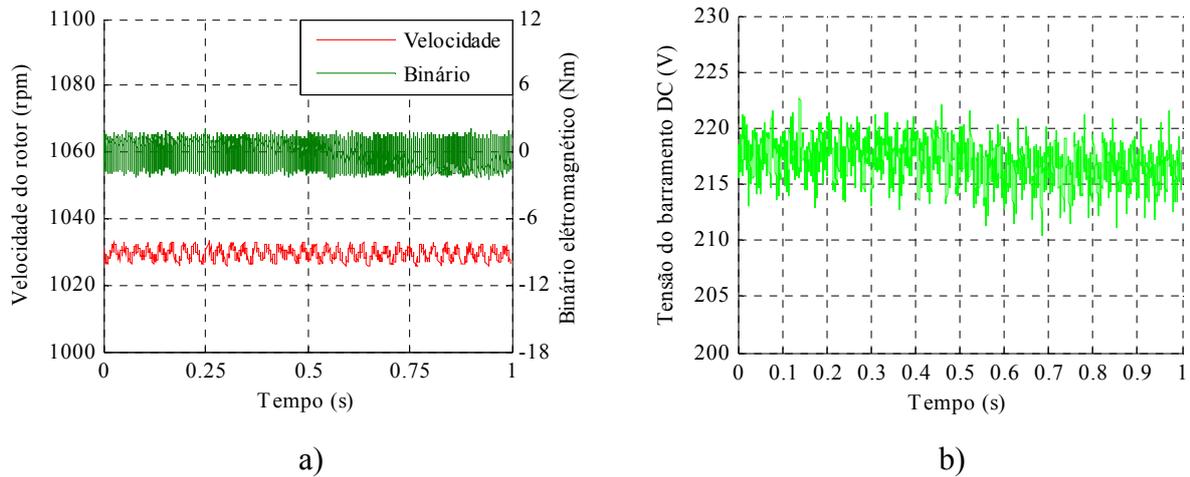


Fig. 5.22 – Transitório da potência reativa no estator da MIDA a 1030 rpm: a) velocidade e binário eletromagnético da MIDA; b) tensão do barramento DC.

Claramente como seria de esperar uma vez que o estator está a debitar apenas potência reativa a corrente do estator encontra-se em avanço 90° em relação a tensão da mesma fase (Fig. 5.23).

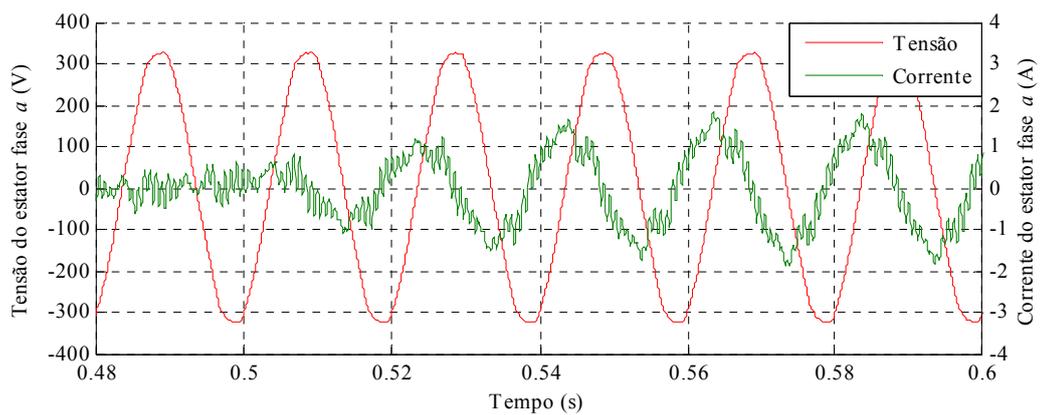


Fig. 5.23 – Tensão e corrente da fase a do estator a 1030 rpm com transitório da potência reativa do estator.

6. Conclusões e sugestões para trabalhos futuros

Neste trabalho foi implementado a estratégia de controlo da MIDA e foi apresentado o funcionamento desta. Todo o *setup* necessário para o funcionamento da MIDA foi montado. Foi desenvolvida uma estratégia de controlo vetorial por orientação do fluxo estatórico para o controlo da MIDA. Este tipo de controlo permitiu verificar a eficácia deste método em várias condições em ambiente experimental.

Através do controlo automático implementado para proceder à sincronização da MIDA à rede elétrica foi possível comprovar que é possível efetuar um paralelo à rede de forma suave sem que ocorram picos elevados de tensão ou de corrente no estator. Outra vantagem verificada é da MIDA poder ser ligada à rede tanto a velocidades subsíncronas como a velocidades hipersíncronas.

As malhas de corrente do rotor implementadas mostraram ter um bom desempenho tanto em regime permanente como em regime transitório, garantindo sempre estabilidade no sistema de controlo. Obteve-se correntes no rotor sinusoidais através do controlo das malhas de corrente.

Durante a implementação, o alinhamento do *encoder* com a fase *a* dos enrolamentos do rotor mostrou ser uma tarefa bastante importante para se ter um desacoplamento total entre a potência ativa e reativa do estator. Foi observado que com um desalinhamento de 2 graus mecânicos do *encoder* o controlo das potências do estator deteriorava-se, ao passo que o sincronismo com a rede elétrica possuía um ligeiro transitório nas correntes estatóricas.

Os resultados experimentais mostram existir desacoplamento entre a corrente do rotor segundo os eixos *dq*, num referencial síncrono. Conseguiu-se com esta implementação controlar a potência ativa através da corrente do rotor segundo o eixo *q* e a potência reativa segundo o eixo *d*. Verificou-se, ainda, que mesmo desprezando as perdas nas equações usadas obtiveram-se resultados bastante favoráveis perante os transitórios ensaiados.

Conclui-se que o sistema implementado revelou robustez apresentando uma resposta dinâmica rápida e estável. O método demonstrou bons resultados perante variações de velocidade e de transitórios de potência ativa e reativa. Com a variação de velocidade é possível obter uma gama de potência variável no estator. Dos resultados obtidos a potência ativa e a reativa do rotor variaram proporcionalmente com o deslizamento da MIDA assim como as tensões aplicadas no rotor através do conversor.

Neste trabalho não foram provocados experimentalmente os vários tipos de cavas de tensão na rede elétrica caracterizados no capítulo dois, no estudo do comportamento da MIDA perante

estas, pois para tal seria necessário desenvolver hardware adicional para provocar as cavas de tensão ao qual o tempo foi limitado para tal.

No seguimento do trabalho realizado, pode sugerir-se o desenvolvimento de alguns trabalhos futuros, como:

- Implementar o algoritmo para o conversor que controla a tensão do barramento DC;
- Projeto do hardware e do algoritmo de um sistema que permita provocar falhas características no estator da MIDA;
- Desenvolver o hardware e o algoritmo para o funcionamento do *Crowbar* e do *Braking Chopper*, e comparar a dinâmica da MIDA com e sem estes perante as cavas de tensão;
- Testar o método de controlo de velocidade em vez da potência ativa na MIDA.

Bibliografia

- [1] J. L. Rueda, and I. Erlich, "Impacts of large scale integration of wind power on power system small-signal stability", in 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), Weihai, Shandong, pp. 673-681, July 2011.
- [2] F. Blaabjerg, and Z. Chen, "Power Electronics for Modern Wind Turbines", *Synthesis Lectures on Power Electronics*, vol. 1, no 1, pp. 1-68, 2006.
- [3] I. Vos, "The Impact of Wind Power on European Natural Gas Markets", International Energy Agency, Jan. 2012. [Online]. Available: www.Iea.com
- [4] T. Aboumaboub, T. Hamacher, M. Kuhne, and U. Wagner, "Impacts of large scale integration of wind power on design and GHG emissions of global power system", in IEEE International Energy Conference and Exhibition (EnergyCon), Manama, pp. 28-33, Dec. 2010.
- [5] L. Yanhua, C. Yongning, W. Weisheng, and D. Huizhu, "Impacts of large scale wind power integration on power system", in 4th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), Weihai, Shandong, pp. 1301-1305, July 2011.
- [6] J. O. G. Tande, K. Uhlen, and T. Gjengedal, "Options for large scale integration of wind power", in IEEE Russia Power Tech, St. Petersburg, pp. 1-4, June 2005.
- [7] D. Skrllec, I. Kuzle, M. Delimar, D. Bosnjak, T. Capuder, and H. Pandzic, "Large scale wind power plants integration into the Croatian power system", in 14th International Power Electronics and Motion Control Conference (EPE/PEMC), Ohrid, pp. 138-142, Sept. 2010.
- [8] D. Atkinson, G. Pannell, C. Wenping, B. Zahawi, T. Abeyasekera, and M. Jovanovic, "A doubly-fed induction generator test facility for grid fault ride-through analysis", *IEEE Instrumentation & Measurement Magazine*, vol. 15, no 6, pp. 20-27, Dec. 2012.
- [9] A. Luna, F. K. A. Lima, D. Santos, P. Rodriguez, E. H. Watanabe, and S. Arnaltes, "Simplified Modeling of a DFIG for Transient Studies in Wind Power Applications", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no 1, pp. 9-20, Jan. 2011.
- [10] "Wind in power 2012 European statistics", February 2013. [Online]. Available: www.ewea.org
- [11] J. C. Smith, and B. Parsons, "What does 20% look like? [Guest Editorial]", *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 5, no 6, pp. 22-33, 2007.

- [12] F. Lov, A. D. Hansen, P. Sorensen, and C. A., *Mapping of grid faults and grid codes*, Riso-R-1617(EN), Aalborg University, Institute of Energy Technology & Riso National Laboratory, Wind Energy Department, VES, Denmark, July 2007.
- [13] I. Erlich, and F. Shewarega, "Introduction of Wind Power Generation into the First Course in Power Systems", in IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, pp. 1-8, June 2007.
- [14] X. Lie, "Enhanced Control and Operation of DFIG-Based Wind Farms During Network Unbalance", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 23, no 4, pp. 1073-1081, Dec. 2008.
- [15] X. Lie, and W. Yi, "Dynamic Modeling and Control of DFIG-Based Wind Turbines Under Unbalanced Network Conditions", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no 1, pp. 314-323, Feb. 2007.
- [16] P. Jungwoo, L. Kiwook, and K. Dongwook, "Control method of a doubly-fed induction generator with automatic grid synchronization", in IEEE IECON 2006, Paris, pp. 4254-4259, Nov. 2006.
- [17] X. Lie, and P. Cartwright, "Direct active and reactive power control of DFIG for wind energy generation", *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, no 3, pp. 750-758, 2006.
- [18] R. Aghatehrani, F. Lingling, and R. Kavasseri, "Coordinated reactive power control of DFIG rotor and grid sides converters", in PES IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, pp. 1-6, July 2009.
- [19] A. Tapia, G. Tapia, J. X. Ostolaza, J. R. Saenz, R. Criado, and J. L. Berasategui, "Reactive power control of a wind farm made up with doubly fed induction generators. I", in IEEE Power Tech Proceedings, Porto, Sep. 2001.
- [20] X. Longya, and C. Wei, "Torque and reactive power control of a doubly fed induction machine by position sensorless scheme", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 31, no 3, pp. 636-642, 1995.
- [21] S. Muller, M. Deicke, and R. W. De Doncker, "Adjustable speed generators for wind turbines based on doubly-fed induction machines and 4-quadrant IGBT converters linked to the rotor", in Conference Record of the 2000 IEEE Industry Applications Conference, Rome, pp. 2249-2254 vol.4, Oct. 2000.
- [22] G. Abad, M. A. Rodriguez, and J. Poza, "Two-Level VSC Based Predictive Direct Torque Control of the Doubly Fed Induction Machine With Reduced Torque and Flux

- Ripples at Low Constant Switching Frequency”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, no 3, pp. 1050-1061, 2008.
- [23] R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, “A doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters supplying an isolated load from a variable speed wind turbine”, *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 143, no 5, pp. 380-387, Sep. 1996.
- [24] M. F. P. Sousa, "Impacte de falhas na rede eléctrica no funcionamento de geradores eólicos", Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Universidade de Coimbra, Coimbra, Julho 2010.
- [25] X. Dawei, R. Li, P. J. Tavner, and S. Yang, “Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no 3, pp. 652-662, Sep. 2006.
- [26] G. Abad, M. A. Rodriguez, G. Iwanski, and J. Poza, “Direct Power Control of Doubly-Fed-Induction-Generator-Based Wind Turbines Under Unbalanced Grid Voltage”, *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 25, no 2, pp. 442-452, 2010.
- [27] X. Dawei, L. Ran, P. J. Tavner, and S. Yang, “Control of a doubly fed induction generator in a wind turbine during grid fault ride-through”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no 3, pp. 652-662, Sep. 2006.
- [28] Z. Zhong, Y. Geng, and G. Hua, “Capability of asymmetrical grid faults ride-through for DFIG-based Wind turbines”, in IEEE, IECON, Montral, QC, pp. 3533-3540, Oct. 2012.
- [29] J. Morren, and S. W. H. De Haan, “Ridethrough of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, no 2, pp. 435-441, June 2005.
- [30] J. L. Gonzalo Abad, Miguel A. Rodríguez, Luis Marroyo, Grzegorz Iwanski, *Doubly Fed Induction machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*, pp. 46-51, 250-260, 310-312, 518-527, Wiley-IEEE Press, Hoboken, New Jersey, 2011.
- [31] C. Xiao, “The development of monitoring and analyzing system of voltage sag”, in China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Nanjing, pp. 1-4, Sep. 2010.
- [32] C. RadhaKrishna, M. Eshwardas, and G. Chebiyam, “Impact of voltage sags in practical power system networks”, in 2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Atlanta, GA, pp. 567-572 vol.1, Oct. - Nov. 2001.
- [33] E. Gómez-Lázaro, J. A. Fuentes, A. Molina-García, and M. Cañas-Carretón, “Characterization and Visualization of Voltage Dips in Wind Power Installations”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no 4, pp. 2071-2078, Oct. 2009.

- [34] M. F. Alves, and T. N. Ribeiro, "Voltage sag: an overview of IEC and IEEE standards and application criteria", in IEEE Transmission and Distribution Conference, New Orleans, LA, pp. 585-589 vol.2, Apr. 1999.
- [35] "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality", *IEEE Std 1159-2009 (Revision of IEEE Std 1159-1995)*, pp. 1-81, 2009.
- [36] M. H. J. Bollen, K. Stockman, R. Neumann, G. Ethier, J. R. Gordon, K. van Reussel, S. Z. Djokic, and S. Cundeva, "Voltage dip immunity of equipment and installations - messages to stakeholders", in IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), Hong Kong, pp. 915-919, June 2012.
- [37] M. H. J. Bollen, and L. D. Zhang, "Different methods for classification of three-phase unbalanced voltage dips due to faults", *Electric Power Systems Research*, vol. 66, no 1, pp. 59-69, July 2003.
- [38] G. Hua, L. Cong, and Y. Geng, "LVRT Capability of DFIG-Based WECS Under Asymmetrical Grid Fault Condition", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no 6, pp. 2495-2509, June. 2013.
- [39] R. Teodorescu, M. Liserre, and P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, pp. 175-182, John Wiley & Sons, United Kingdom, January 2011.
- [40] L. Helle, P. Rodriguez, L. Marco, and R. Teodorescu, "Grid requirements, monitoring, synchronization and control of wind turbines under grid faults", in IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Cambridge, pp. 1-102, June - July 2008.
- [41] W. A. Qureshi, and N. C. Nair, "Systematic development of Low Voltage Ride-Through (LVRT) envelope for grids", in IEEE Region 10 Conference TENCON, Fukuoka, pp. 574-579, Nov. 2010.
- [42] M. H. J. Bollen, "Voltage recovery after unbalanced and balanced voltage dips in three-phase systems", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 18, no 4, pp. 1376-1381, 2003.
- [43] M. H. J. Bollen, "Characterisation of voltage sags experienced by three-phase adjustable-speed drives", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, no 4, pp. 1666-1671, Oct. 1997.
- [44] S. M. Muyeen, R. Takahashi, T. Murata, and J. Tamura, "A Variable Speed Wind Turbine Control Strategy to Meet Wind Farm Grid Code Requirements", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no 1, pp. 331-340, Feb. 2010.
- [45] S. Hojoon, J. Hyun-Sam, and S. Seung-Ki, "Low Voltage Ride Through(LVRT) control strategy of grid-connected variable speed Wind Turbine Generator System", in 8th

- International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE & ECCE), Jeju, pp. 96-101, May - June 2011.
- [46] J. Lopez, P. Sanchis, X. Roboam, and L. Marroyo, "Dynamic Behavior of the Doubly Fed Induction Generator During Three-Phase Voltage Dips", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 22, no 3, pp. 709-717, Sept. 2007.
- [47] W. Pengxin, "A new lvr method applied on the integration of distributed wind power generation", in China International Conference on Electricity Distribution (CICED), Shanghai, pp. 1-4, Sep. 2012.
- [48] T. Brekken, N. Mohan, and T. Undeland, "Control of a doubly-fed induction wind generator under unbalanced grid voltage conditions", in European Conference on Power Electronics and Applications, Dresden, pp. 10 pp.-P.10, 2005.
- [49] E. Muljadi, D. Yildirim, T. Batan, and C. P. Butterfield, "Understanding the unbalanced-voltage problem in wind turbine generation", in Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference, Phoenix, AZ, pp. 1359-1365 vol.2, Oct. 1999.
- [50] J. P. A. Vieira, M. V. A. Nunes, and U. H. Bezerra, "Improving the transient performance of doubly fed induction generators when submitted to voltage sags", in PES '09. IEEE Power & Energy Society General Meeting pp. 1-11, July 2009 2009.
- [51] C. Sadarangani, *Electrical Machines - Design and Analysis of Induction and Permanent Magnet Motors*, pp. 193,194, KTH, School of Electrical Engineering KTH, Feb. 2006.
- [52] R. W. De Doncker, and D. W. Novotny, "The universal field oriented controller", *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 30, no 1, pp. 92-100, 1994.
- [53] R. Pena, J. C. Clare, and G. M. Asher, "Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation", *Electric Power Applications, IEE Proceedings -*, vol. 143, no 3, pp. 231-241, 1996.
- [54] B. Hopfensperger, D. J. Atkinson, and R. A. Lakin, "Stator-flux-oriented control of a doubly-fed induction machine with and without position encoder", *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 147, no 4, pp. 241-250, Jul. 2000.
- [55] P. Vas, *Sensorless Vector and Direct Torque Control*, pp. 287-290, 345-377, Oxford University Press, UK, 1998.
- [56] N. S. Nise, *Control Systems Engineering*, pp. 166 - 181, John Wiley & Sons, Inc, Pomona, April 2011.
- [57] G. Abad, R. Á. Miguel, and G. Iwanski, "Control Strategies for Grid Connected DFIM based Wind Turbines", Applications of the Doubly Fed Induction Machine (DFIM), EPE Presentation, Sep. 2009.

- [58] J. B. G. Manel, A. Jihen, and S. B. Ilhem, "A novel approach of direct active and reactive power control allowing the connection of the DFIG to the grid", in EPE '09. 13th European Conference on Power Electronics and Applications, Barcelona, pp. 1-10, Sept. 2009.
- [59] Z. Xueguang, X. Dianguo, L. Yongqiang, and M. Hongfei, "Study on Stagewise Control of Connecting DFIG to the Grid", in Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC 2006. CES/IEEE 5th International, Shanghai, pp. 1-5, Aug. 2006.
- [60] E. Levi, and S. N. Vukosavic, "Identification of the magnetising curve during commissioning of a rotor flux oriented induction machine", *IEE Proceedings - Electric Power Applications*, vol. 146, no 6, pp. 685-693, Nov. 1999.
- [61] C. Liu, H. Weng, X. Sun, and F. Li, "Research of stability of double fed induction motor vector control system", in Proceedings of the Fifth International Conference on Electrical Machines and Systems, Shenyang, pp. 1203-1206 vol.2, Aug. 2001.

Anexo A – Modelo implementado em Simulink e monitorização em tempo real

O algoritmo do modelo desenvolvido foi totalmente implementado com recurso do *Simulink*. Nas figuras seguintes é representado os blocos principais do modelo experimental implementado. O modelo foi implementado com base nos capítulos três e quatro deste trabalho.

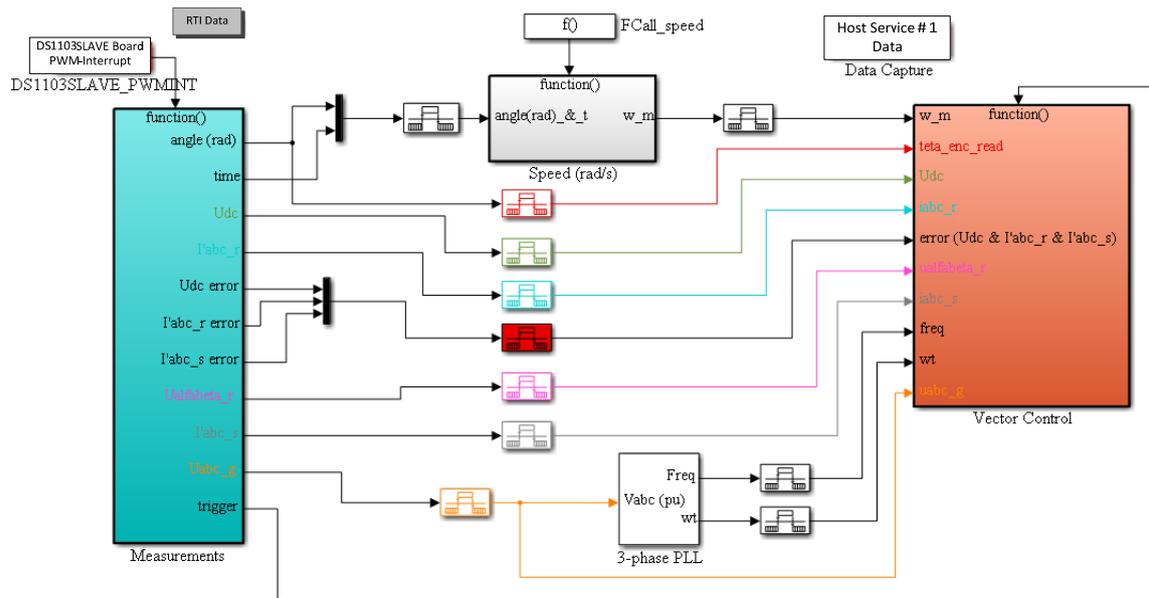


Fig. A.1 – Visão geral do modelo implementado.

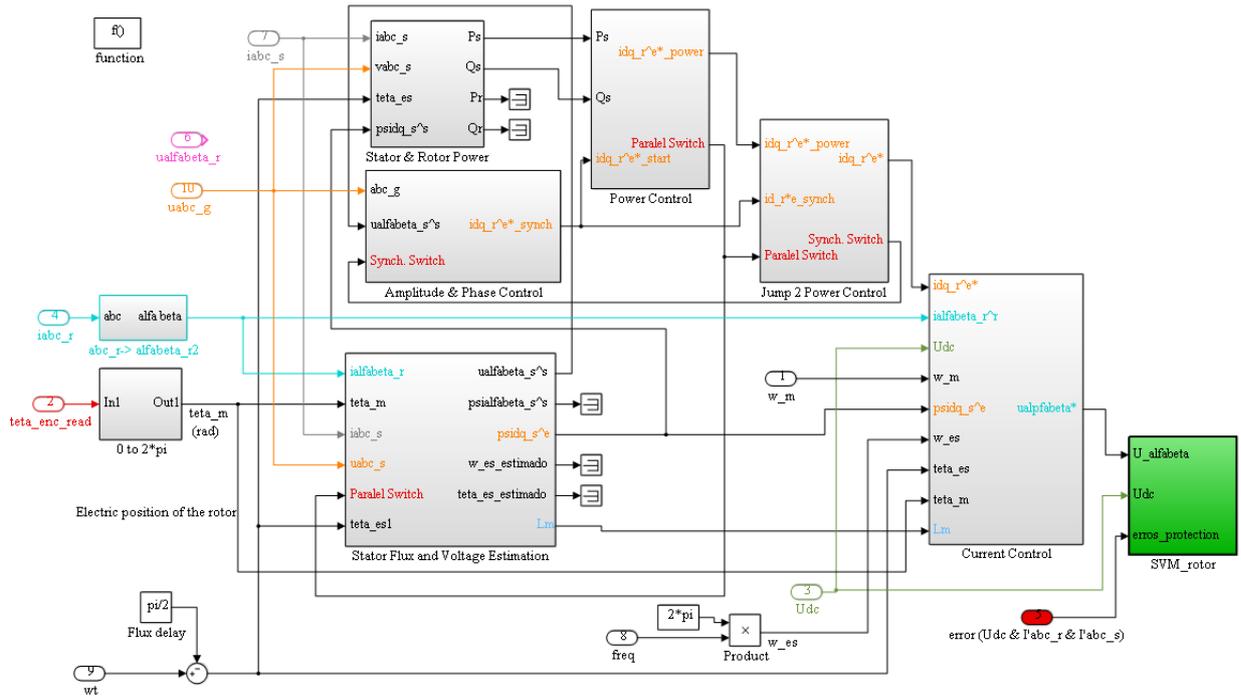


Fig. A.2 – Visão geral do bloco do controlo vetorial do conversor que alimenta o rotor.

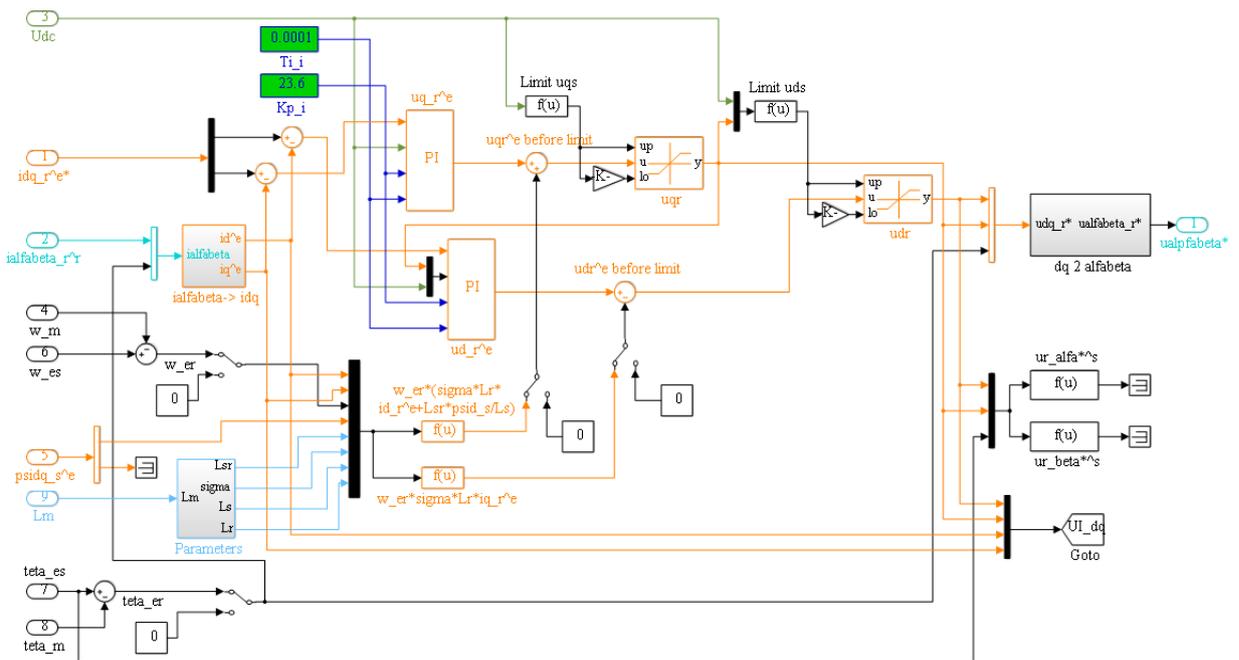


Fig. A.3 – Bloco do controlo das malhas internas de corrente do rotor, em eixos dq .

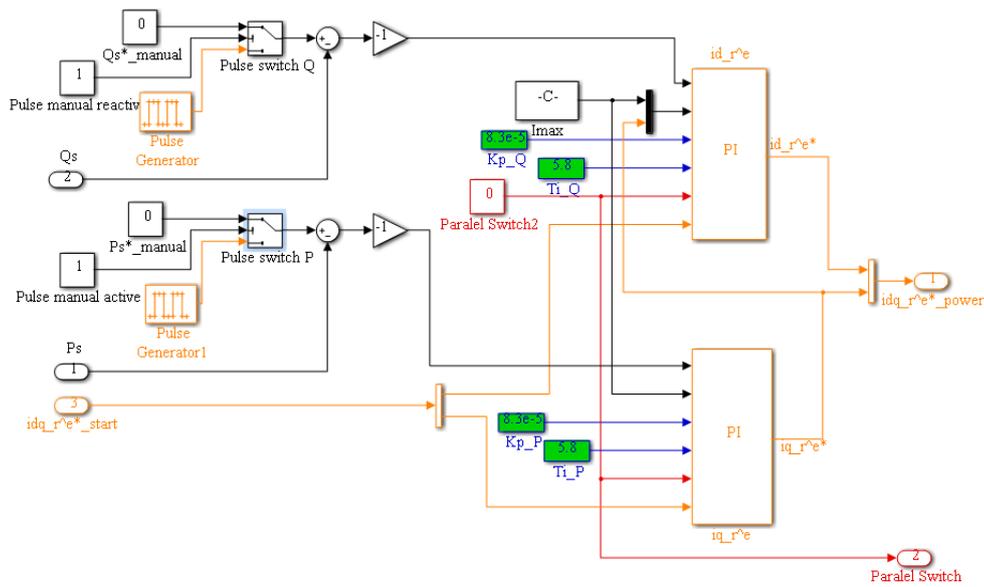


Fig. A.4 – Bloco do controlo das malhas externas da potência ativa e reativa do estator.

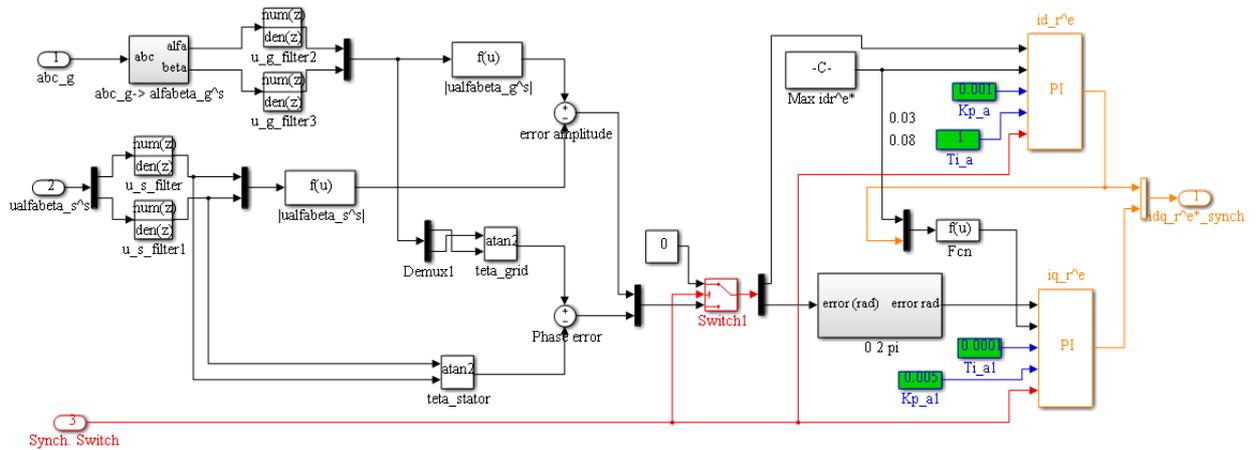


Fig. A.5 – Bloco do controlo das malhas externas de amplitude e de fase para o sincronismo das tensões do estator com as tensões da rede elétrica.

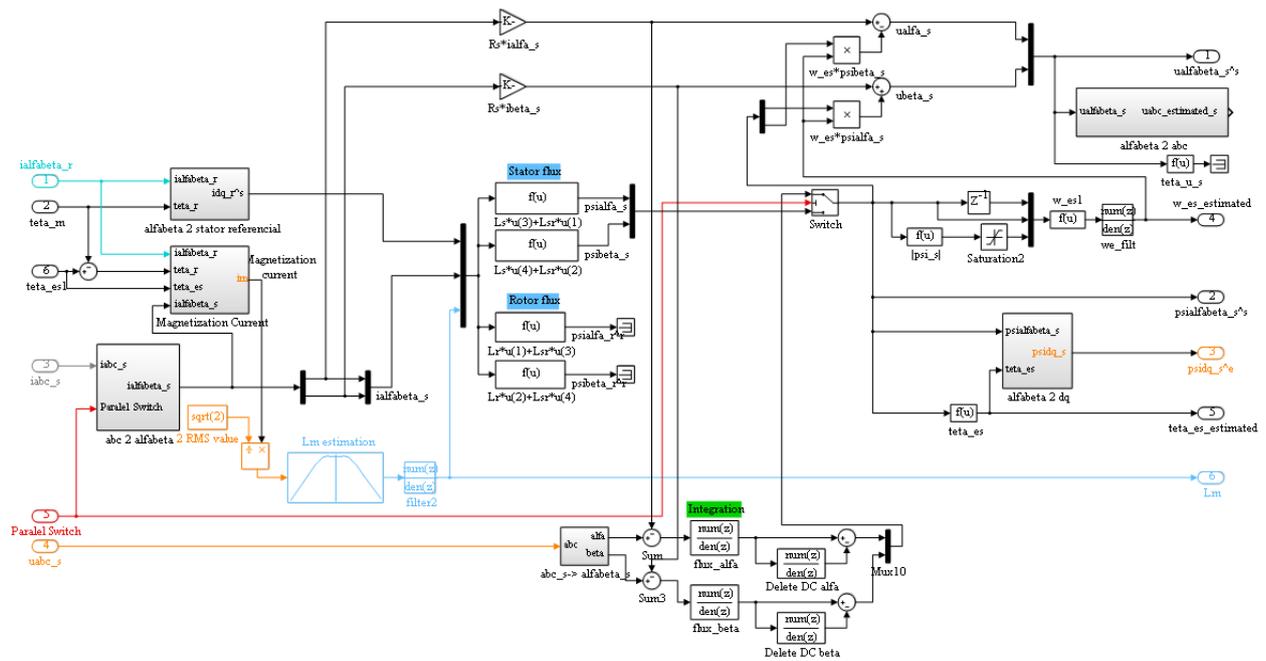


Fig. A.6 – Bloco do estimador híbrido do fluxo estático, estimador das tensões induzidas nos enrolamentos do estator e estimação da indutância de magnetização da MIDA.

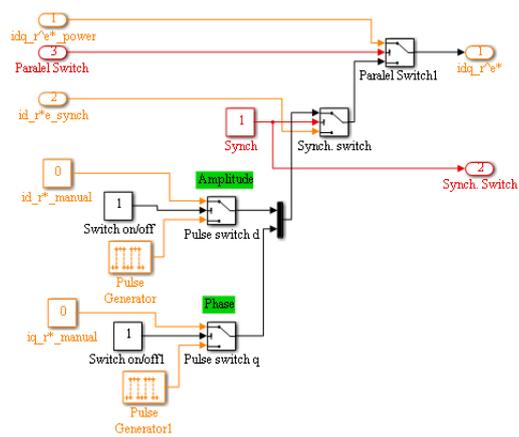


Fig. A.7 – Comutação entre o controlo das malhas de potência, malhas de sincronização e manual das correntes do rotor.

Na Fig. A.8 é apresentada a interface com o utilizador desenvolvida para a monitorização do sistema de controlo implementado em tempo real. Este painel que permite controlar e monitorizar a MIDA foi desenvolvido com recurso do *ControlDesk*.

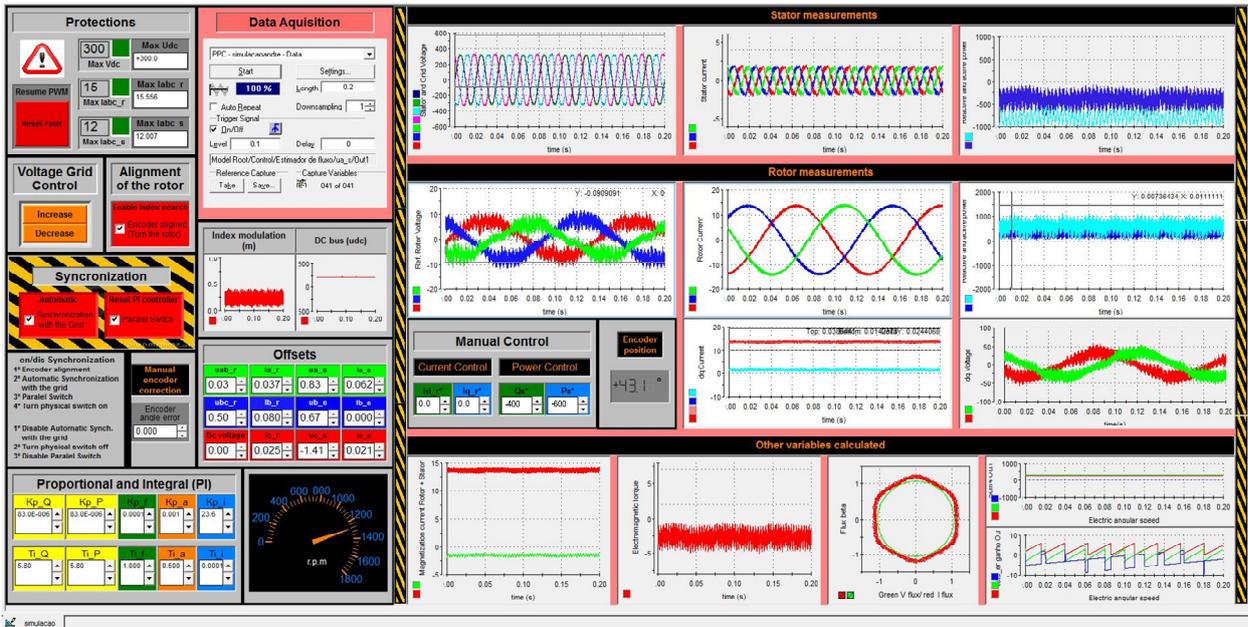


Fig. A.8 – Interface com o utilizador para a monitorização em tempo real do sistema.

Anexo B – Montagem do *setup* experimental

Neste trabalho experimental todo o *setup* foi montado. Nas figuras seguintes é representado o material principal usado para montagem do sistema experimental. O motor de indução e a máquina de indução duplamente alimentada foi montado numa base metálica existente (Fig. B.1).

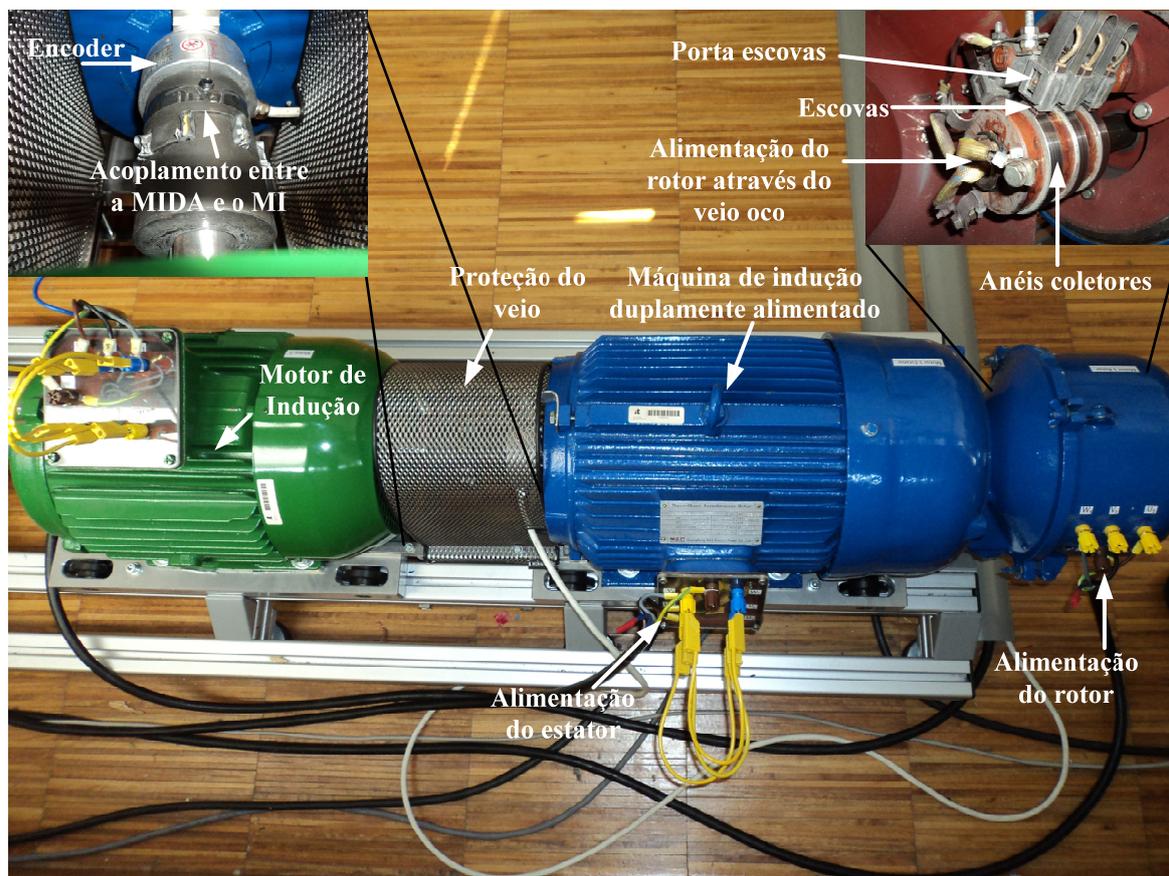


Fig. B.1 – Representação da Máquina de indução duplamente alimentada (MIDA) e do Motor de indução (MI).

A ligação do *encoder* ao módulo (XC4 ENC-01) do inversor CFW-11 foi efetuada através de um cabo de múltiplo condutor blindado (Fig. B.2). Este módulo permite espelhar os sinais do *encoder* para a plataforma de aquisição de dados através de um cabo blindado.

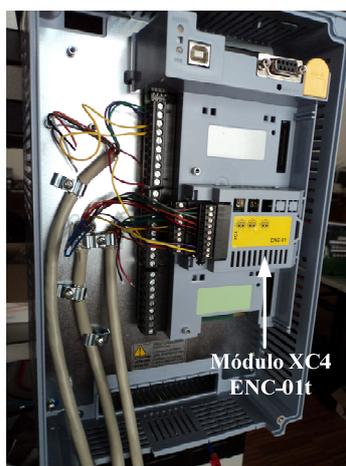


Fig. B.2 – Inversor (CFM-11 VECTRUE INVERTER) que alimenta o MI e as suas ligações.



Fig. B.3 – Autotransformador que alimenta o barramento DC.



Fig. B.4 – Autotransformador que liga ao estator quando existe as condições necessárias.



Fig. B.5 – Conversor que alimenta o rotor da MIDA com a indutância de filtro.



Fig. B.6 – Proteção do estator e do rotor contra sobrecorrentes.

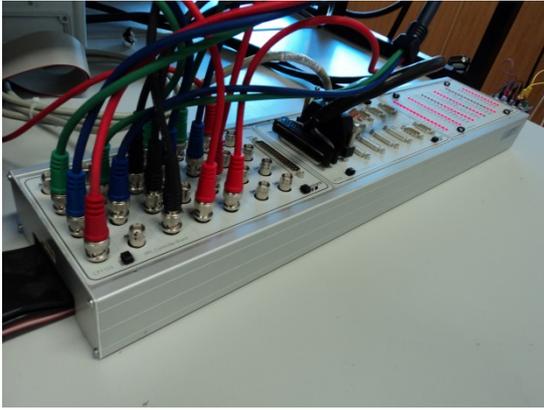


Fig. B.7 – Plataforma de aquisição de dados dSpace.



Fig. B.8 – Módulo de processamento de dados DS1103 PPC Board.

Na Fig. B.9 tanto a HMI (interface homem máquina) como a caixa do controlo manual de velocidade do MI são ligados ao inversor que alimenta o MI através de um cabo blindado. O disjuntor na Fig. B.9 é usado para efetuar o paralelo da MIDA com a rede elétrica.

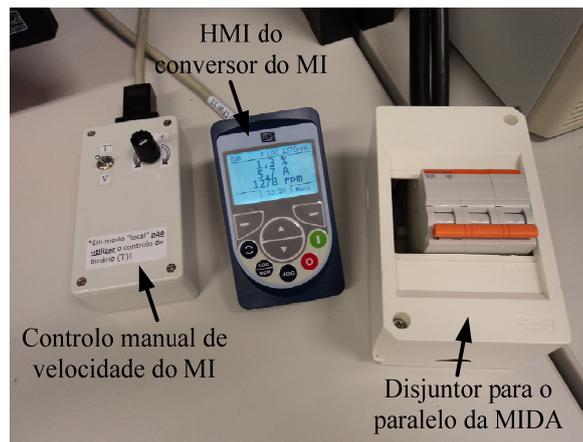


Fig. B.9 – Módulos para controlo do MI e disjuntor para ligar a MIDA à rede elétrica.