



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

CENTRO DE TECNOLOGIA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

PHILIPPE ROMÃO DA SILVA

**UM ESTUDO SOBRE O USO DE ACOPLADOR ELETROMAGNÉTICO EM
TURBINAS EÓLICAS DE GRANDE PORTE**

FORTALEZA

2022

PHILIPPE ROMÃO DA SILVA

UM ESTUDO SOBRE O USO DE ACOPLADOR ELETROMAGNÉTICO EM
TURBINAS EÓLICAS DE GRANDE PORTE

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica do Centro de
Tecnologia da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Sérgio Daher

FORTALEZA

2022

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- S582e Silva, Philipe Romão da.
Um estudo sobre o uso de acoplador eletromagnético em turbinas eólicas de grande porte / Philipe Romão da Silva. – 2022.
68 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2022.
Orientação: Prof. Dr. Sérgio Daher.
1. Energia eólica. 2. Turbina eólica. 3. Acoplador eletromagnético. 4. Controle de velocidade. I. Título.
CDD 621.3
-

PHILIPPE ROMAO DA SILVA

UM ESTUDO SOBRE O USO DE ACOPLADOR ELETROMAGNÉTICO EM
TURBINAS EÓLICAS DE GRANDE PORTE

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica do Centro de
Tecnologia da Universidade Federal do
Ceará, como requisito parcial à obtenção do
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Sérgio Daher

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Sérgio Daher (Orientador)

Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes

Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Lucas Allan Oliveira dos Santos

Aos meus pais, que sempre me apoiaram e me incentivaram a seguir o caminho dos estudos.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Joaquim Luiz e Maria Gorete, meus pilares em toda minha formação e as pessoas que mais me incentivaram a estudar durante esta longa caminhada.

Aos meus irmãos, Lohaine e Thales, por todo o apoio e palavras de estímulo nos dias cansativos de estudo dessa longa jornada.

Ao meu orientador, professor Sérgio Daher, por todo o ensinamento e por me direcionar durante a realização deste trabalho.

Aos meus colegas Lucas Allan, Claudivan Freitas, André Lima, Artur Nogueira, Geraldo Henrique, Felipe Monteiro, Filipe Viana, Magno César, Mateus Gondim, Yan Matias, Vitor Arantes, Nathalia Drussilla e Yuri Maia. Vocês compartilharam conhecimento comigo desde o começo do curso e se tornaram fundamentais nas minhas conquistas.

RESUMO

Uma matriz energética desequilibrada e a dependência de fontes poluentes ocasionam sérios riscos para o meio ambiente, e a energia eólica se tornou uma das principais opções para a transição energética. Alternativas tecnológicas tem sido buscadas para o aprimoramento da eficiência das turbinas eólicas. Este trabalho se propôs a fazer um estudo sobre o uso do acoplador eletromagnético em turbinas eólicas de grande porte, evidenciando as vantagens e desvantagens em relação às topologias comerciais mais usadas, a partir da modelagem matemática da turbina e da máquina de indução e de uma revisão da literatura recente que explora os principais aspectos do acoplador eletromagnético. Os estudos experimentais mostram que esta nova topologia possui modos de operação e estratégias de controle diferentes em relação às topologias comerciais, e que o acoplador eletromagnético possui uma alta taxa de transmissão para diferentes pontos de operação. Simulações confirmam a capacidade de suporte de frequência e revelam que a capacidade de suporte de tensão é superior à capacidade das turbinas eólicas convencionais.

Palavras-chave: Energia Eólica. Turbina Eólica. Acoplador Eletromagnético. Controle de Velocidade.

ABSTRACT

An unbalanced energy matrix and dependence on polluting sources cause serious risks to the environment and wind energy has become one of the main options for the energy transition. Technological alternatives have been sought to improve the efficiency of wind turbines. This work aimed to make a study on the use of the electromagnetic coupler in large wind turbines, highlighting the advantages and disadvantages in relation to the most used commercial topologies from the mathematical modeling of the turbine and the induction machine and a review of recent literature that explores the main aspects of the electromagnetic coupler. Experimental studies show that this new topology has different operating modes and control strategies compared to commercial topologies, and that the electromagnetic coupler has a high transmission rate for different operating points. Simulations confirm the frequency support capability and reveal that the voltage support capability is higher to the capability of conventional wind turbines.

Keywords: Wind Energy. Wind Turbine. Electromagnetic Coupler. Speed Control

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica por fonte	13
Figura 2 - Evolução do fluxo de energia eólica no Brasil	14
Figura 3 - turbina de eixo horizontal	18
Figura 4 - estrutura da nacela de turbina de eixo horizontal	19
Figura 5 - turbina de eixo vertical	19
Figura 6 – estrutura mecânica da turbina de eixo vertical.....	20
Figura 7 - característica torque-velocidade da FSWT	21
Figura 8 - característica torque-velocidade da VSWT	22
Figura 9 - regiões de geração de energia eólica	23
Figura 10 - turbina eólica do tipo 1	24
Figura 11 - resistência ajustável no circuito no rotor	25
Figura 12 - esquema da turbina tipo 2	25
Figura 13 - característica potência-velocidade da turbina tipo 2.....	26
Figura 14 - característica potência-velocidade da turbina tipo 2.....	26
Figura 15 - convenção do fluxo de potência na turbina tipo 3	27
Figura 16 - esquema da turbina tipo 3	27
Figura 17 - curvas de potência-velocidade da turbina tipo 3.....	28
Figura 18 - turbina tipo 4.....	29
Figura 19 - esquema da turbina tipo 4	29
Figura 20 - tubo circular de ar fluindo pela turbina.....	32
Figura 21 - gráfico de C_p	34
Figura 22 - representação de uma MI.....	36
Figura 23 - esquema da transformação dq0.....	39
Figura 24 - diagrama de aerogerador com acoplador eletromagnético	42
Figura 25 - estrutura típica de uma turbina eólica baseada em AE	51
Figura 26 - velocidades do eixo dianteiro (nI) e traseiro (nII).....	52
Figura 27 - diagrama esquemático do controle de torque do conversor.....	53
Figura 28 - diagrama esquemático do controle do ângulo de passo.....	53
Figura 29 - velocidades do eixo dianteiro (nI) e traseiro (nII).....	54
Figura 30 - fluxo de potência no acoplador eletromagnético	55
Figura 31 - plataforma experimental usada para medir a eficiência de transmissão	56
Figura 32 - eficiência de transmissão do AE para diferentes condições de operação	56
Figura 33 - eficiência de transmissão do AE para diferentes valores de torque.....	57
Figura 34 - frequência de rede versus tempo sem implementação do controle	59
Figura 35 - frequência de rede versus tempo com implementação do controle inercial	59
Figura 36 - frequência de rede versus tempo com implementação do controle de queda	60
Figura 37 - frequência x tempo para o controle de frequência baseado no torque.....	61
Figura 38 - tensões nos terminais do gerador	62
Figura 39 - correntes nos terminais do gerador síncrono	62
Figura 40 - tensão de excitação do gerador síncrono	63
Figura 41 - potência reativa de saída do gerador síncrono	64
Figura 42 - potência mecânica de entrada do gerador síncrono	64
Figura 43 - torque eletromagnético no gerador síncrono	65

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AE	Acoplador Eletromagnético
BEN	Balanço Energético Nacional
CMV	Caixa Multiplicadora de Velocidade
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
EMCD	<i>Electromagnetic Coupling Speed Regulating Device</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FSWT	<i>Fixed Speed Wind Turbine</i>
FRT	<i>Fault Ride-Through</i>
GSC	<i>Grid Side Converter</i>
MI	Máquina de Indução
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RSC	<i>Rotor Side Converter</i>
VSWT	<i>Variable Speed Wind Turbine</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

m	massa de ar
V	volume da massa de ar
d	densidade do ar
A_p, A_m, A_j	área transversal da massa de ar nas pás da turbina, a montante da turbina e a jusante da turbina
w_p, w_m, w_j	velocidade do vento nas pás da turbina, a montante da turbina e a jusante da turbina
E_p	energia cinética capturada pelas lâminas da turbina
E_m	energia cinética do vento a montante da turbina
E_j	energia cinética do vento a jusante da turbina
γ	razão entre a velocidade do vento a jusante e a montante da turbina
P_p	potência capturada pelas pás da turbina
P_v	potência de vento
P_m	potência a montante
P_j	potência a jusante
ρ	densidade de potência eólica
C_p	coeficiente de performance
n_s	velocidade síncrona
f	frequência elétrica
p	quantidade de polos da máquina
s	escorregamento percentual
n	velocidade angular do rotor
l_{xx}	indutância própria de uma bobina

l_{xy}, l_{yx}	indutância mútua entre as bobinas x e y
L_m	indutância mútua máxima entre as bobinas do estator e do rotor
w_{me}	velocidade angular elétrica do rotor
w_e	frequência angular síncrona
λ	fluxo magnético concatenado
K_D	constante de atrito do rotor
v_{d1}, v_{q1}	tensão elétrica nos eixos d e q do estator
v_{d2}, v_{q2}	tensão elétrica nos eixos d e q do rotor
w_1	frequência angular mecânica do estator
w_2	frequência angular mecânica do rotor
i_{d1}, i_{q1}	corrente elétrica nos eixos d e q do estator
i_{d2}, i_{q2}	corrente elétrica nos eixos d e q do rotor
B_1	fator de atrito no eixo dianteiro, ligado ao estator do acoplador
J_1	momento de inércia do eixo dianteiro, ligado ao estator do acoplador
T_1	torque de aceleração proveniente da turbina eólica
T_{ele}	torque eletromagnético
B_2	fator de atrito no eixo traseiro, ligado ao rotor do acoplador
J_2	momento de inércia do eixo traseiro, ligado ao rotor do acoplador
T_{gs}	torque devido ao gerador síncrono
w_{rel}	velocidade do campo girante em relação ao rotor do AE
P_1	potência ativa trifásica
Q_1	potência reativa trifásica
P_{R1}	perdas trifásicas no estator por efeito Joule
P_{R2}	perdas trifásicas no rotor por efeito Joule

SUMÁRIO

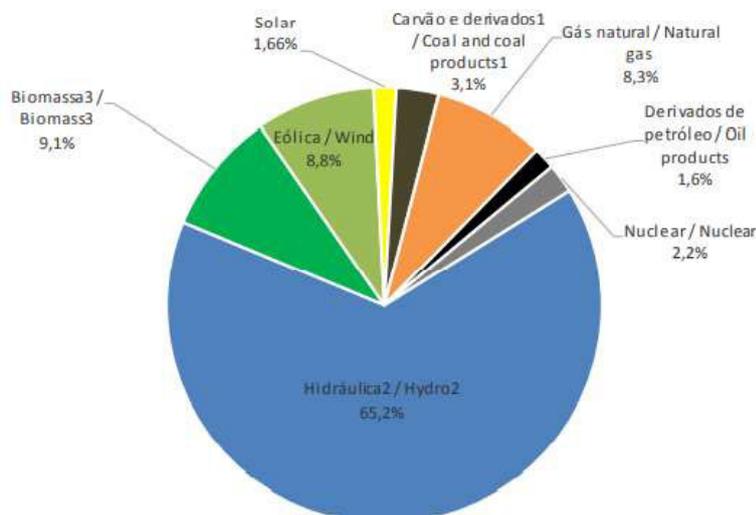
1. INTRODUÇÃO	13
2. TOPOLOGIAS COMERCIAIS DE AEROGERADORES	18
2.1. Alinhamento de rotação do eixo	18
2.2. Tipos de geradores	20
2.3. Velocidade de rotação	21
2.4. Ações de controle	22
2.5. Turbina eólica tipo 1	23
2.6. Turbina eólica tipo 2	24
2.7. Turbina eólica tipo 3	27
2.8. Turbina eólica tipo 4	29
3. MODELAGEM MATEMÁTICA	31
3.1. Turbina eólica	31
3.2. Máquina de indução	35
3.2.1. Funcionamento da máquina de indução	35
3.2.2. Máquina de indução segundo indutâncias	36
3.2.3. Transformação $dq0$	38
3.2.4. Equações na transformação $dq0$	40
4. ACOPLADOR ELETROMAGNÉTICO	42
4.1. Análise de regime permanente	45
5. ANÁLISE DA TURBINA EÓLICA BASEADA NO ACOPLADOR ELETROMAGNÉTICO	50
5.1. Conceito	50
5.2. Modos de operação e estratégias de controle	51
5.2.1. Start e sincronização	51
5.2.2. Operação após conexão com a rede	53
5.2.3. Desconexão com a rede e stop	54
5.2.4. Condições de falta na rede	54
5.3. Fluxo de potência e eficiência de transmissão	55
5.4. Capacidade de suporte de frequência	57
5.5. Capacidade de passagem de falta (FRT)	61
6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	66
7. REFERÊNCIAS	68

1. INTRODUÇÃO

A energia, nas suas mais diversas formas, tem um papel fundamental na história do progresso da humanidade. Analisando os grandes avanços tecnológicos da sociedade moderna, desde a nanotecnologia até as naves espaciais de última geração, é impossível não ter algum tipo de energia associada e reconhecer a sua importância no processo.

Dentre os tipos de energia, a eletricidade está entre as mais importantes, pois se mostra presente no nosso cotidiano, nas indústrias e no comércio. Com a revolução industrial, a energia elétrica ganhou ainda mais força e hoje é pauta em qualquer modelo de desenvolvimento. Com esse crescimento, vieram as consequências ambientais e socioeconômicas. De acordo com a figura 1, as hidrelétricas correspondem a 65,2% da matriz de energia elétrica brasileira. Este valor expressivo pode ser preocupante, já que este tipo de fonte depende de chuvas regulares para que a usina funcione de forma adequada. Outro ponto a ser analisado é a interferência no meio ambiente que a construção de uma usina de grande porte pode fazer, alagando grandes áreas, prejudicando fauna, flora e populações ribeirinhas.

Figura 1 - Oferta interna de energia elétrica por fonte



Fonte: BEN, 2021

Pensar em uma matriz mais equilibrada proporciona mais segurança energética e envolve o desenvolvimento de fontes mais eficientes que interfiram cada vez menos no meio ambiente. Com a crise energética de 2001, criou-se o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) com o objetivo de incentivar investimentos na área de geração eólica por meio de benefícios, tais como garantir a compra de energia gerada por

um prazo mínimo de 15 anos. Em 2002, veio o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), estabelecendo a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional em esquema de geração distribuída produzidos por biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e fontes de energia eólica (SILVA, 2015). Diante deste cenário, a energia eólica tem surgido como uma opção interessante e de enorme potencial. Conforme o Balanço Energético Nacional de 2021, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a produção de eletricidade a partir da fonte eólica passou de 2.705 GWh em 2011 para 57.051 GWh em 2020, um aumento de 2.009%, e a capacidade de potência instalada em 2020 atingiu 9,8% da matriz nacional, uma expansão de 11,4% em relação ao ano anterior. Tais números expressivos, para uma fonte que passou a ser explorada recentemente, mostram o seu poder de evolução e o quanto pode contribuir para um planeta mais sustentável. A figura 2 mostra a evolução do fluxo da energia eólica no Brasil.

Figura 2 - Evolução do fluxo de energia eólica no Brasil

	GWh										
FLUXO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	FLOW
GERAÇÃO TOTAL	2.705	5.050	6.578	12.210	21.626	33.489	42.373	48.475	55.986	57.051	TOTAL GENERATION
CONSUMO TOTAL	2.705	5.050	6.578	12.210	21.626	33.489	42.373	48.475	55.986	57.051	TOTAL CONSUMPTION

Fonte: BEN, 2021

O ano de 2020 foi o melhor da história da indústria de energia eólica. Foram instaladas 93 GW de potência em todo mundo, levando a capacidade de produção de energia para 743 GW. No mercado onshore, 86,9 GW foram instalados, um aumento de 59% em comparação a 2019. China e Estados Unidos continuam sendo os maiores mercados globais, ocupando cerca de 76% da capacidade mundial (GLOBAL WIND REPORT, 2021).

Analisando o processo de conversão de energia eólica em energia elétrica, vários aspectos construtivos são importantes para uma transformação de energia eficiente, segura e de menor custo possível, tais como o tipo de turbina, a caixa multiplicadora de velocidade (CMV), o gerador e o conversor de potência. Esses 4 elementos moldam as várias topologias de aerogeradores existentes no mercado, com suas respectivas vantagens e desvantagens. Com o rápido crescimento da energia eólica no Brasil e no mundo, o aprimoramento das tecnologias envolvidas nas topologias dos aerogeradores,

buscando novas alternativas, é fundamental para que os obstáculos relacionados ao alto custo dos equipamentos, à qualidade de energia entregue e à irregularidade da velocidade do vento sejam contornados da melhor maneira.

Dentre os problemas expostos anteriormente, o controle da velocidade é, sem dúvidas, um dos mais importantes, pois interfere diretamente na frequência da energia elétrica gerada. A região Nordeste do Brasil tem um potencial enorme de energia eólica, porém o vento é muito irregular, o que exige um controle de velocidade eficiente para que esse potencial seja explorado de forma eficaz. Entre as alternativas para o controle da potência gerada utilizando a turbina eólica, tem-se o controle de estol e o controle de passo. Este é um sistema ativo que regula o ângulo de passo das hélices de acordo com a velocidade do vento e aquele é um sistema passivo geralmente utilizado em turbina de velocidade fixa (SILVA, 2015).

Para as turbinas de velocidade variável, as topologias atuais mais usadas de aerogeradores utilizam conversores eletrônicos de potência para que a tensão e frequência variáveis geradas pelo gerador sejam transformadas em tensão e frequência nominais da rede. Os conversores são responsáveis por controlar a velocidade, fazer a interface da turbina com a rede, regular as potências ativa e reativa e controlar o sistema durante distúrbios. Com a técnica de modulação por largura de pulso (PWM), os transistores são comutados em um padrão específico para controlar a magnitude da tensão de saída, frequência da tensão de saída e sequência de fase das tensões de saída (SHARKAWI, 2014). Durante as últimas três décadas, a eletrônica de potência se desenvolveu e teve forte aplicação na energia eólica, dando origem a novas topologias. Apesar de tantas vantagens, os conversores são dispositivos muito caros, exigem constante manutenção e interferem de forma negativa na qualidade de energia, pois atuam na distorção harmônica do sinal de tensão.

Com o rápido aumento da participação da energia eólica no sistema de energia, as turbinas eólicas terão de participar do controle de tensão e frequência assim como os geradores síncronos das usinas convencionais já o fazem, melhorando a estabilidade do sistema. Diferentes requisitos de perfil de tensão são dados, especificando a profundidade da queda de tensão e o tempo de liberação. Além disso, injeção de corrente 100% reativa já é necessária em alguns países, como Alemanha, para uma melhor recuperação da tensão de rede (YULONG et al., 2013).

Entre as alternativas tecnológicas para essas questões, tem-se o gerador síncrono e a caixa de transmissão com um multiplicador dinâmico. A caixa multiplicadora de velocidade tem a função de adaptar a baixa velocidade de rotação da turbina eólica ao eixo de alta velocidade dos geradores convencionais. Por exemplo, a velocidade angular das turbinas pode variar de 20 a 150 rpm, enquanto os geradores convencionais trabalham a rotações elevadas na faixa de 1200 a 1800 rpm (SILVA, 2015). Essa caixa multiplicadora geralmente tem uma relação fixa entre a velocidade de entrada e de saída. Já com o multiplicador dinâmico, há uma caixa de engrenagens de razão fixa e outra caixa composta por um sistema hidrodinâmico (EIZE, 2007). É fabricada pela Voith em parceria com DeWind e evita a utilização de conversores nas topologias com geradores síncronos de grande velocidade (PEREIRA, 2010). Outras vantagens são a boa integração à rede elétrica, aplicação adequada em situação onshore e offshore e não gera harmônicos. Essa operação envolve custo elevado, manutenção frequente e confiabilidade não muito elevada.

Em vista de novas opções, foi desenvolvido o Acoplador eletromagnético (AE). Esse equipamento consiste em uma máquina de indução com rotor em gaiola e um estator rotativo dotado de enrolamentos trifásicos que são alimentados por um conversor estático bidirecional. A função do AE é de, a partir de uma velocidade de entrada variável, fornecer uma velocidade de saída constante, realizando assim a regulação.

A implementação de um AE possui inúmeras vantagens:

- Proporciona o desacoplamento mecânico entre o gerador síncrono e a caixa multiplicadora de velocidade;
- Possui uma alta eficiência de transmissão;
- Permite o acoplamento direto entre gerador e rede elétrica, melhorando a capacidade de sobrecarga transitória, de suporte da tensão de rede e de suporte de frequência.

Este trabalho tem como objetivos explorar as topologias existentes do aerogerador, mostrando suas principais características, analisar a estrutura de um acoplador eletromagnético (AE) e sua aplicação na turbina de energia eólica.

A estrutura deste trabalho está dividida em 6 capítulos. No capítulo 2 é feita uma abordagem das principais topologias dos aerogeradores presentes no mercado, suas vantagens, desvantagens e principais pontos na geração de energia elétrica.

No capítulo 3, será mostrada a modelagem matemática da turbina eólica e da máquina de indução, abordando a transformação dq0.

No capítulo 4, serão apresentadas a análise do acoplador eletromagnético, seu equacionamento matemático e a discussão em regime permanente.

No capítulo 5, é realizada uma discussão detalhada do modelo de turbina eólica baseada no AE e simulações importantes de estudos anteriores são mostradas.

No capítulo 6, são feitas uma discussão final sobre o trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

2. TOPOLOGIAS COMERCIAIS DE AEROGERADORES

Até meados do século XX, os projetos de turbinas elétricas não ofereciam a confiabilidade e eficiência necessárias para serem considerados produtores de energia elétrica. Entretanto, a partir da década de 1990, as turbinas sofreram um processo de evolução muito grande em virtude do desenvolvimento em material, estrutura, eletrônica de potência e controle, adquirindo eficiência suficiente para sua integração com a rede (SHARKAWI, 2014).

As turbinas eólicas possuem uma variedade de projetos com diferentes geradores, configurações e estratégias de controle. Os geradores mais usados são o gerador de indução de gaiola de esquilo, gerador de indução e o gerador síncrono de ímã permanente. Abaixo, serão discutidas as principais classificações das turbinas.

2.1. Alinhamento de rotação do eixo

O eixo de acionamento da turbina pode rotacionar horizontal ou verticalmente. A turbina eólica de eixo horizontal é a mais comum, mais usada atualmente e está representada na figura 3.

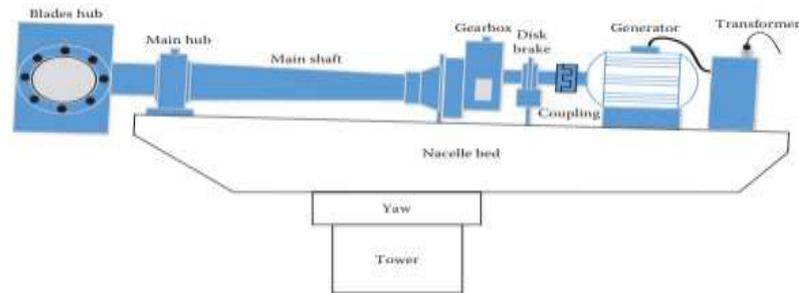
Figura 3 - turbina de eixo horizontal



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

Seu eixo principal, caixa de engrenagens, gerador, atuadores e o transformador estão alojados dentro de uma nacela no topo da torre em alguns projetos, conforme a figura 4.

Figura 4 - estrutura da nacela de turbina de eixo horizontal



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

As principais vantagens desse tipo de turbina são: o acesso ao vento forte devido à altura da torre; a alta eficiência da turbina e a velocidade da lâmina é bastante constante durante uma volta completa. As desvantagens são: a necessidade de construção de uma torre firme para sustentar o peso da nacela; o gerador, a caixa de engrenagens e o transformador devem ser levantados durante a construção e manutenção e a necessidade de um sistema de controle de guinada adicional para girar as pás no sentido do vento.

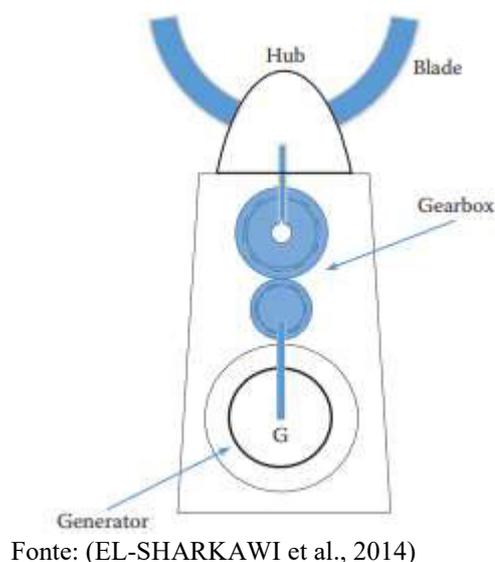
A turbina eólica de eixo vertical é mostrada na figura 5. A estrutura mecânica é mostrada na figura 6. É conhecida como turbina eólica “Darrieus”. Ela possui basicamente os mesmos componentes que o outro tipo, porém sem o sistema de guinada.

Figura 5 - turbina de eixo vertical



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

Figura 6 – estrutura mecânica da turbina de eixo vertical



As principais vantagens desse tipo de turbina são: o gerador, a caixa de engrenagens e transformador estão localizados no nível do solo, facilitando a instalação e manutenção; não precisa de sistema de guinada e a velocidade de ativação geralmente é menor. As principais desvantagens são: a potência de vento disponível geralmente é menor; o fluxo de vento próximo ao chão e a outros objetos pode gerar um fluxo turbulento e o rolamento da base suporte o alto peso das lâminas, tendo um alto grau de falha.

2.2. Tipos de geradores

As turbinas mais usadas utilizam as máquinas síncronas e assíncronas (ou de indução).

As máquinas de indução apresentam 2 tipos: gaiola de esquilo ou rotor bobinado. O segundo tipo permite o acesso ao circuito do rotor através de escovas e anéis coletores, possibilitando a injeção de um sinal de tensão no rotor ou inserir resistências externas, e, conseqüentemente, o controle da performance. Já aquelas não têm esta possibilidade, são mais baratas e mais robustas.

Para os geradores síncronos, a frequência da potência produzida é diretamente proporcional à velocidade de sua rotação. Como a rotação do eixo está variando devido às variações da velocidade do vento, a frequência de saída dessas máquinas não é

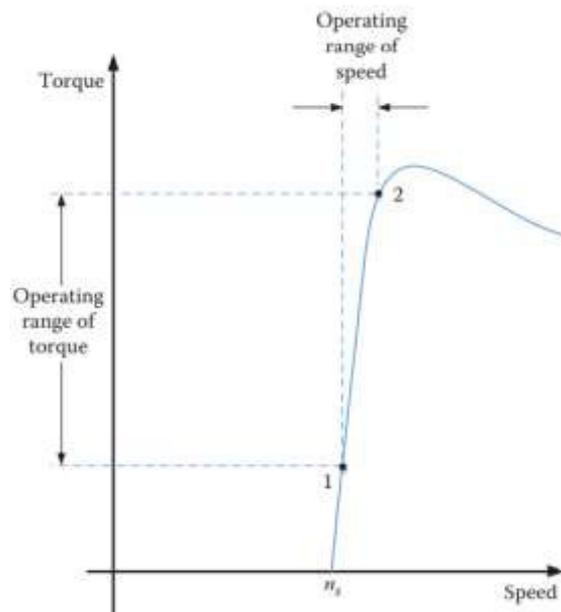
constante. Portanto, é preciso um conversor entre o gerador e a rede para fornecer eletricidade na frequência da rede.

2.3. Velocidade de rotação

As turbinas eólicas podem ser divididas em duas classes: turbinas eólicas de velocidade fixa (Fixed-Speed Wind turbine – FSWT) e turbinas eólicas de velocidade variável (Variable-Speed Wind turbine – VSWT).

Os sistemas eólicos de velocidade fixa são mais antigos, mais simples para construir e operar do que as de velocidade variável e são limitados em sua geração de potência. Eles geram eletricidade apenas quando a velocidade do vento é alta o suficiente para girar o eixo do gerador acima da velocidade síncrona. A característica torque-velocidade é mostrada na figura 7. Como a velocidade é praticamente constante, a potência de saída é regulada a partir do controle do ângulo de passo.

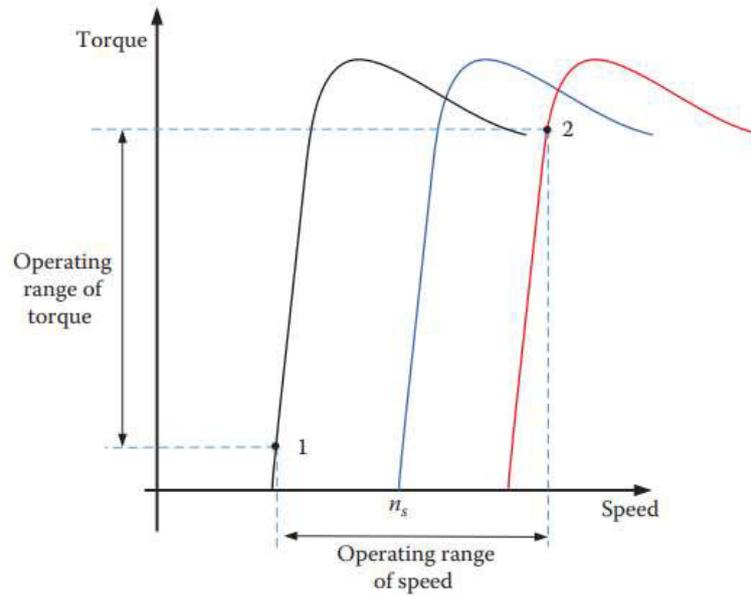
Figura 7 - característica torque-velocidade da FSWT



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

Os sistemas eólicos de velocidade variável são mais complexos, com conversores eletrônicos de potência que permitem aos geradores produzir eletricidade em uma larga faixa de velocidade, até menores do que a síncrona. A característica torque-velocidade é mostrada na figura 8. Para alcançar essas características, uma tensão é aplicada no circuito do rotor do gerador.

Figura 8 - característica torque-velocidade da VSWT



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

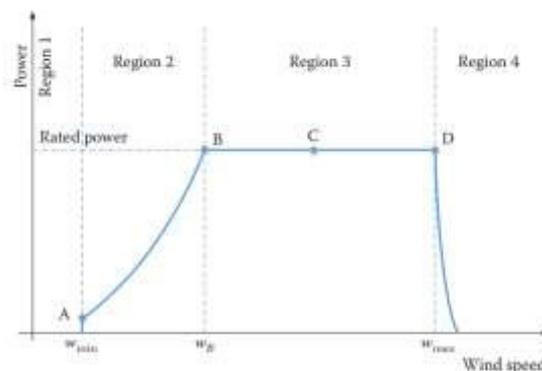
2.4. Ações de controle

Turbinas eólicas têm vários tipos de controle. Os mais comuns são soft starting, controle de geração, controle de passo, controle de potência reativa, estabilidade e controle de rampa.

O mecanismo de soft starting é frequentemente usado nas turbinas para reduzir os transitórios iniciais, tais como altas correntes de partida (correntes de inrush), quedas de tensão e estresse mecânico. Ele possibilita um aumento na tensão dos terminais do gerador, evitando transitórios prejudiciais. Quando a rotação da turbina atinge a velocidade de operação, o gerador é conectado à rede através do soft starter. Depois que a tensão do gerador atinge a tensão da rede, o soft starter é removido do circuito.

O controle de geração permite que a potência de saída seja ajustada com base no acordo contratual com a concessionária. Os ajustes do ângulo de passo são usados para controlar a potência de saída. Esses ajustes dependem da região de operação do gerador, como mostrado na figura 9.

Figura 9 - regiões de geração de energia eólica



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

A maioria dos geradores de indução não possuem circuitos de excitação. Então, a potência reativa vem da rede. Geradores de indução consomem uma grande quantidade de potência reativa, o que pode causar queda de tensão. Para solucionar esse problema, fontes externas tais como compensadores de potência reativa são usados. As turbinas eólicas do tipo 3 são equipadas com circuito de excitação que ajuda a atender à demanda de potência reativa.

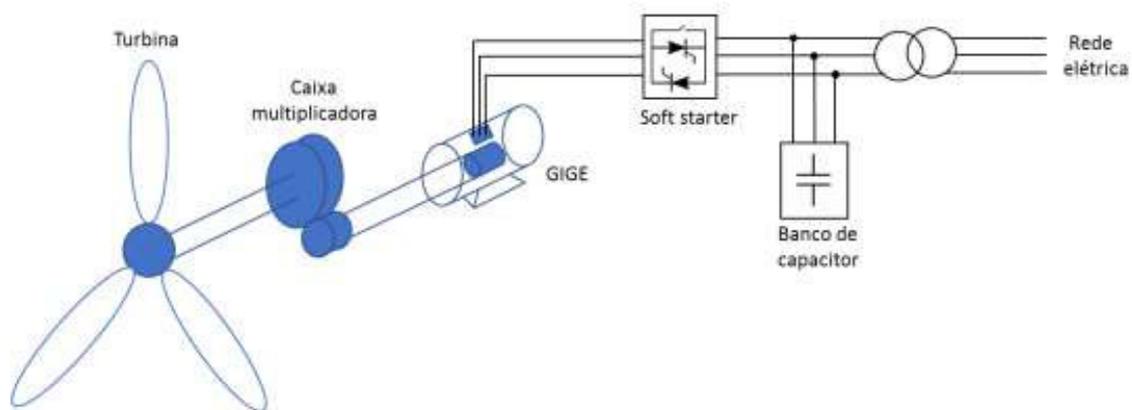
Para garantir a estabilidade do sistema de energia, é importante combinar a demanda com a geração em todos os momentos. Se o equilíbrio entre geração e demanda não for mantido, pode ocorrer um apagão. Mudanças repentinas na geração ou demanda podem causar interrupções no sistema. Para evitar esse problema, as turbinas eólicas precisam proporcionar o controle de sua potência de saída para ajudar na estabilidade do sistema e permanecer conectada à rede durante falhas temporárias.

Turbinas eólicas têm várias configurações e modelos. Os 4 tipos principais de turbinas serão apresentados, mostrando seu esquema geral, particularidades, vantagens e desvantagens.

2.5. Turbina eólica tipo 1

Este tipo de turbina está entre os projetos mais antigos de turbina eólica. Ele usa o gerador de indução gaiola de esquilo e é uma turbina de velocidade fixa. Como a velocidade da turbina é muito baixa, é necessária uma caixa multiplicadora de velocidade para elevar a velocidade do rotor e reduzir o torque mecânico. O conversor soft starter é usado para reduzir a corrente de partida e o banco de capacitores para evitar o suprimento de reativos pela rede elétrica (RAMOS, 2019). O esquema desta topologia é mostrado na figura 10.

Figura 10 - turbina eólica do tipo 1



Fonte: (RAMOS, 2019)

Esta topologia, também conhecida como “conceito dinamarquês”, foi amplamente utilizada entre as décadas de 1980 e 1990. O gerador tem, normalmente, 4 ou 6 polos para 50 Hz ou 60 Hz, respectivamente. A velocidade de operação varia em torno de 1% da correspondente velocidade síncrona para diferentes velocidades de vento.

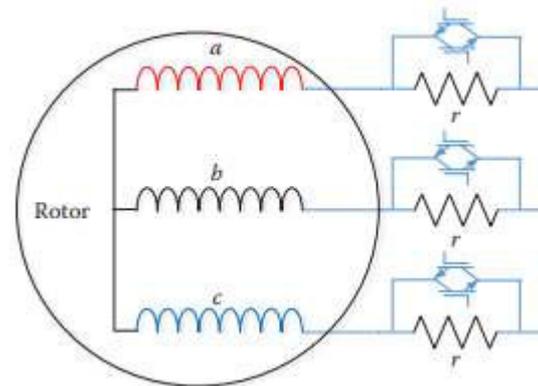
As vantagens desta tecnologia são o baixo custo, baixa manutenção e alta confiabilidade. As desvantagens incluem: (i) rendimento muito baixo quando comparado com as turbinas de velocidade variável; (ii) faltas na rede elétrica são traduzidas diretamente em variações bruscas no torque eletromagnético que causa severo estresse mecânico no sistema (gerador, caixa multiplicadora e turbina); (iii) uma caixa multiplicadora de três estágios é requerida nessa topologia, sendo um componente pesado para o nacelle e que demanda alto investimento (RAMOS, 2019).

As ações de controle para o tipo 1 são muito limitadas. A maioria dos controles depende de componentes mecânicos para fornecer ajustes de potência e torque (SHARKAWI, 2014).

2.6. Turbina eólica tipo 2

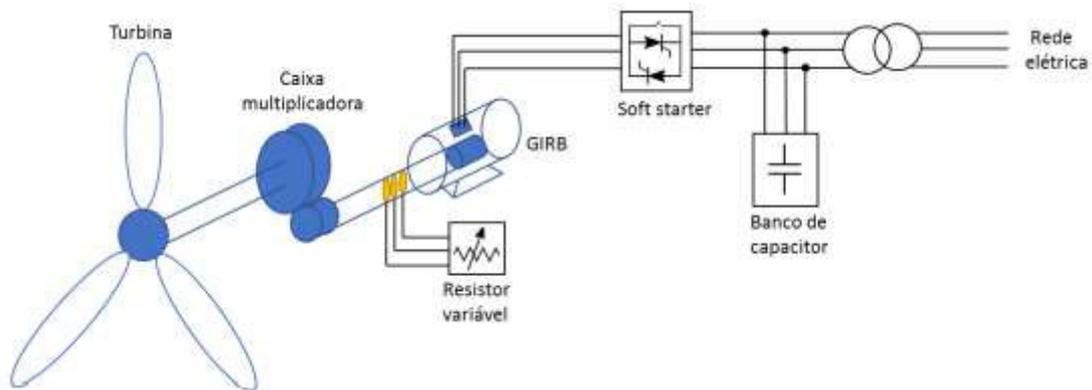
O gerador usado na turbina tipo 2 é o gerador de indução com rotor bobinado. O rotor é conectado a uma resistência ajustável através de dispositivo de comutação eletrônica de potência. Um desses sistemas é mostrado na figura 11. Na figura 12, temos o esquema geral da turbina.

Figura 11 - resistência ajustável no circuito no rotor



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

Figura 12 - esquema da turbina tipo 2



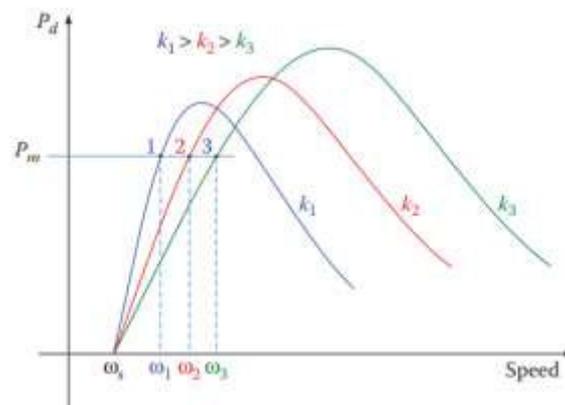
Fonte: (RAMOS, 2019)

A utilização do soft starter para reduzir a corrente de partida e do banco de capacitores para fornecer a potência reativa necessária continua neste tipo de configuração.

O objetivo de inserir a resistência variável é permitir uma maior faixa de velocidade do vento na qual seja possível produzir energia. Quando as chaves são continuamente fechadas, as resistências são “cortadas”; quando as chaves são continuamente abertas, todo o valor das resistências é utilizado e quando a razão de serviço dessas chaves é regulada, apenas uma parte da resistência atua. A figura 13 mostra a característica potência-velocidade da turbina tipo 2. Como as resistências adicionais podem ser rapidamente ajustadas, essa turbina consegue regular sua produção. Assumindo que a potência do gerador deva se manter constante mesmo com a mudança da velocidade do vento e ignorando as perdas, percebe-se que, partindo do ponto inicial

2, se a velocidade do vento diminuir para w_1 ou aumentar para w_3 , a potência de saída pode ser mantida constante ajustando a razão de serviço dos dispositivos de comutação para operar nos pontos 1 ou 3, respectivamente.

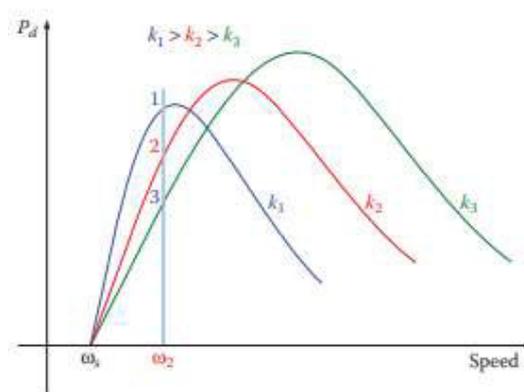
Figura 13 - característica potência-velocidade da turbina tipo 2



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

Na figura 14, foi assumido que a potência de saída precisa ser regulada mesmo quando a velocidade se mantém constante. Neste caso, o ponto 2 (ponto inicial de operação) pode ser deslocado para o ponto 1 ou ponto 3 ao ajustar a razão de serviço.

Figura 14 - característica potência-velocidade da turbina tipo 2



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

Em comparação com as turbinas tipo 1, as turbinas tipo 2 têm uma maior faixa de operação de velocidade (cerca de 10% da correspondente velocidade síncrona). Os geradores requerem acesso ao rotor através do sistema de anéis deslizantes, o que torna mais custoso e com maior manutenção.

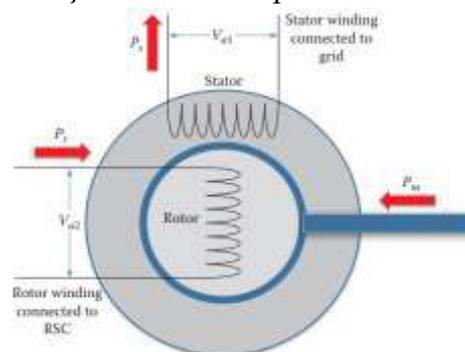
As principais deficiências desse modelo são a ausência de controle de potência reativa e suporte de tensão. Em usinas eólicas tipo 1 e 2, o suporte de tensão deve ser implementado por equipamento externo que é capaz de produzir potência reativa

adaptativa. Outra desvantagem é a baixa eficiência devido ao consumo de potência pelas resistências inseridas.

2.7. Turbina eólica tipo 3

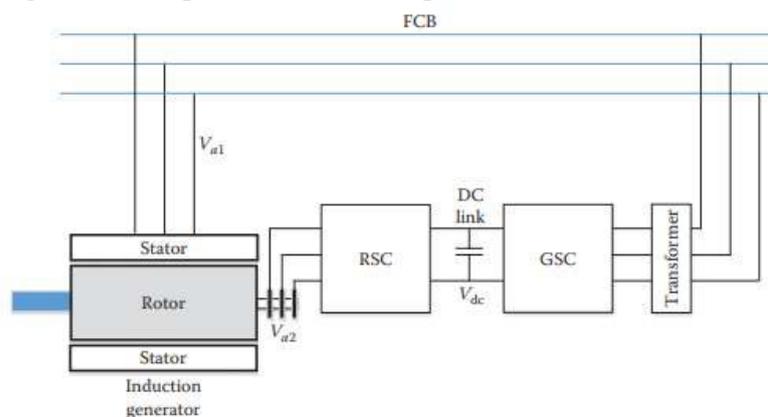
Até o momento, é o tipo mais comum de aerogerador no mercado. O gerador é o mesmo do tipo 2 (gerador de indução de rotor bobinado) e é alimentado pelo estator e pelo rotor; por isso, é chamado de DFIG (Doubly Fed Induction Generator). O rotor é conectado à rede a partir de 2 conversores: conversor do lado do rotor (Rotor-Side Converter - RSC) e o conversor do lado da rede (Grid-Side Converter - GSC). Este modelo utiliza a caixa multiplicadora de velocidade (CMV) e dispensa o uso de soft starter e banco de capacitores. A convenção para o fluxo de potência é mostrada na figura 15 e o esquema geral, na figura 16.

Figura 15 - convenção do fluxo de potência na turbina tipo 3



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

Figura 16 - esquema da turbina tipo 3



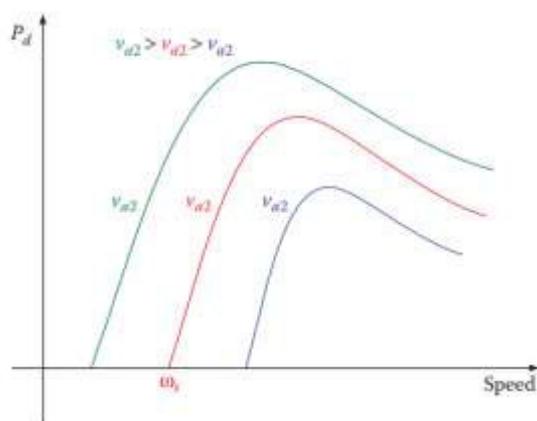
Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

O RSC injeta tensão no rotor do gerador em magnitude, frequência e mudança de fase ajustáveis, fazendo com que várias variáveis importantes possam ser controladas,

como: velocidade de rotação, fluxo de potência reativa, fator de potência, faixa de velocidade de geração de energia e o fluxo de potência bidirecional do rotor para o link DC. Já o GSC mantém a tensão do link DC dentro da faixa permitida, atua no fluxo de potência bidirecional e mantém a frequência de qualquer fluxo em direção à rede. No projeto desse tipo de turbina, o conversor de 6 pulsos é o mais usado.

A figura 17 mostra uma família de curvas de característica potência-velocidade para vários valores de tensão injetadas a partir do RSC, sendo esta tensão controlada por técnicas de PWM. É possível concluir que a máquina consegue gerar eletricidade mesmo quando a velocidade do gerador é menor que a velocidade síncrona, o que não acontecia nos tipos 1 e 2. Dessa forma, a turbina possui uma larga faixa de velocidade de operação. Se o escorregamento (s) for mantido dentro de $\pm 30\%$, a potência que passa pelo conversor é cerca de 30% da potência nominal do estator.

Figura 17 - curvas de potência-velocidade da turbina tipo 3



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

Um importante recurso da turbina tipo 3 é a capacidade de controlar a velocidade de rotação, rastrear o coeficiente de performance máximo e gerar eletricidade em uma faixa de velocidade relativamente grande.

Algumas das principais desvantagens dessa topologia são: (i) proteção adicional feita com uma resistência elétrica (crowbar) para o conversor do lado do rotor durante faltas momentâneas; (ii) os conversores são ligados ao rotor através de escovas e anéis deslizantes, que possuem vida útil curta; (iii) gerador é ligado diretamente à caixa multiplicadora de velocidade, o que representa uma fragilidade mecânica.

2.8. Turbina eólica tipo 4

A maioria das turbinas tipo 4 não utiliza a caixa multiplicadora de velocidade e, para isso, é constituída por um gerador síncrono de muitos polos com uma seção transversal muito ampla.

A figura 18 mostra uma turbina tipo 4 offshore de 6 MW. É possível notar que o comprimento da turbina é menor, já que não há caixa de engrenagens, e sua largura é muito maior que as turbinas tipo 1,2 e 3, pois o número de polos é elevado.

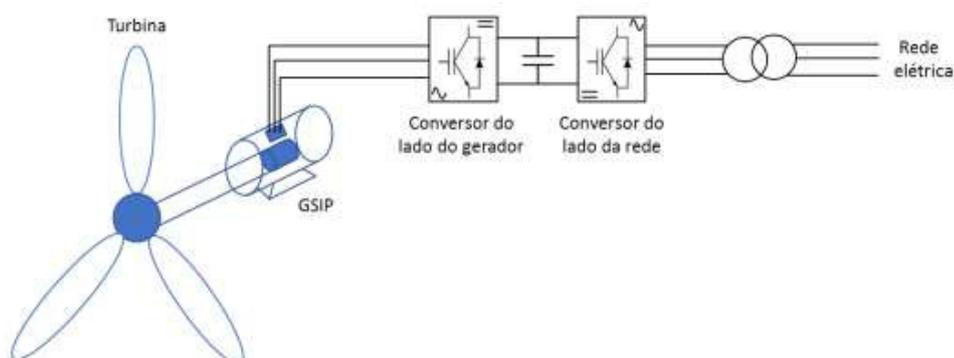
Figura 18 - turbina tipo 4



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

Como o gerador rotacional na velocidade das pás, a frequência nos terminais do gerador não é constante e muda com a velocidade do vento. Então, o gerador não pode ser diretamente acoplado à rede (SHARKAWI, 2014). Conversores são usados entre o gerador e a rede para ajustar a frequência. O conversor é chamado de “conversor pleno”, pois processa toda a potência que passa pelo gerador. O esquema geral é mostrado na figura 19.

Figura 19 - esquema da turbina tipo 4



Fonte: (RAMOS, 2019)

As principais vantagens dessa topologia são: (i) permitem a operação em toda faixa de velocidade de vento devido ao uso do conversor pleno e, portanto, tem a melhor eficiência energética dentre os tipos apresentados até aqui (POLINDER et al., 2006).; (ii) dispensam o uso da caixa multiplicadora de velocidade por causa do grande número de polos.

As principais desvantagens são: (i) o alto custo do conversor, já que precisam ter a mesma potência do gerador (YARAMASU et al., 2015); (ii) redução da qualidade de energia devido à geração de flicker e harmônicos pelo conversor pleno.

3. MODELAGEM MATEMÁTICA

Neste capítulo, será apresentada a descrição matemática de uma turbina eólica de eixo horizontal e de uma máquina de indução, o que facilita o entendimento do processo de um aerogerador.

3.1. Turbina eólica

O movimento da massa de ar através das pás começa a montante da turbina. Não há perda de massa de ar pela ação das pás e ela pode ser descrita por:

$$m = V \cdot d \quad (1)$$

onde:

m = massa de ar;

V = volume da massa de ar;

d = densidade do ar.

O volume de ar pode ser dado por:

$$V = A \cdot w \cdot t \quad (2)$$

onde:

A = área da seção transversal da massa de ar;

w = velocidade do vento;

t = tempo.

Usando as equações (1) e (2), podemos reescrever a massa de ar como:

$$m = A \cdot w \cdot t \cdot d \quad (3)$$

Chamando de w_m a velocidade do vento a montante da turbina, w_j a velocidade do vento a jusante da turbina e aplicando a equação da continuidade tem-se:

$$A_m w_m = A_p w_p = A_j w_j \quad (4)$$

onde:

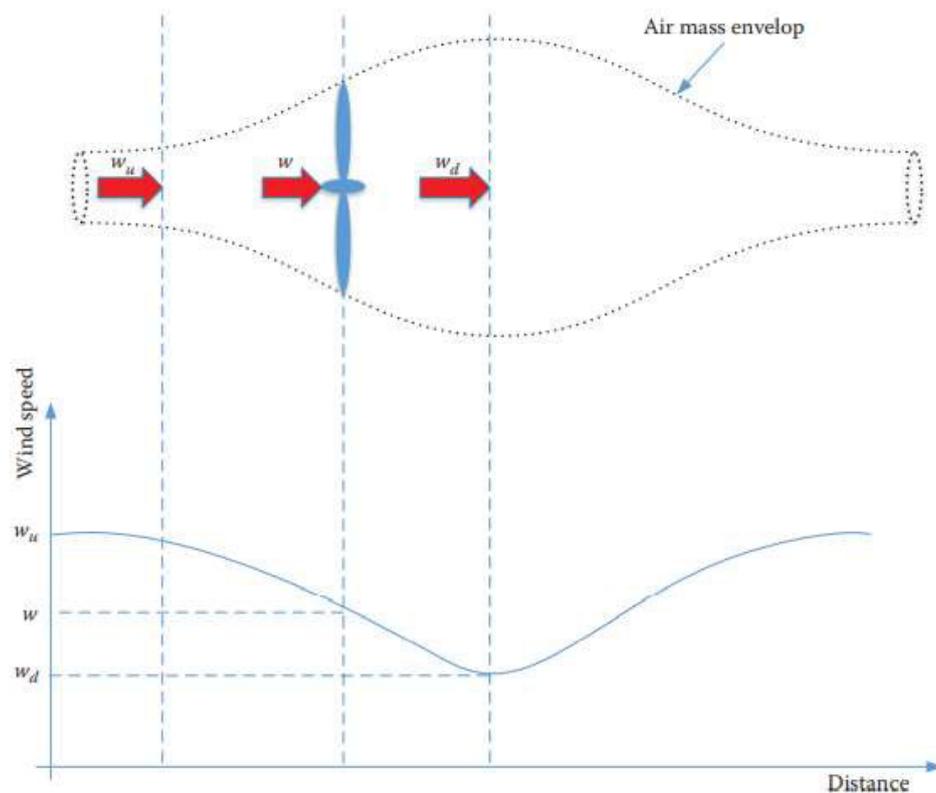
A_m = área transversal da massa de ar a montante da turbina;

A_p = área transversal da massa de ar através das pás da turbina (corresponde à área de varredura da lâmina);

A_j = área transversal da massa de ar a jusante da turbina eólica.

A figura 20 mostra de forma gráfica o princípio da continuidade e os efeitos causados pela turbina na velocidade do vento.

Figura 20 - tubo circular de ar fluindo pela turbina



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

Pela conservação do momento linear e o princípio de Bernoulli, pode-se afirmar que a velocidade do vento na pá da turbina é a média da velocidade a jusante e a montante. Matematicamente, tem-se:

$$w_p = \frac{w_m + w_j}{2} \quad (5)$$

Dessa forma, a massa de ar envolvida pode ser escrita por:

$$m = A_p \cdot w_p \cdot t \cdot d = A_p \cdot t \cdot d \cdot \left(\frac{w_m + w_j}{2} \right) \quad (6)$$

Quando a massa de ar passa através da turbina, parte da sua energia cinética é capturada pelas lâminas, fazendo com que a energia cinética a jusante (E_j) seja inferior à energia cinética a montante (E_m). A energia cinética capturada pelas lâminas da turbina (E_p) pode ser expressada como:

$$E_p = E_m - E_j = \frac{1}{2} \cdot mw_m^2 - \frac{1}{2} \cdot mw_j^2 \quad (7)$$

Substituindo (6) em (7):

$$E_p = \frac{1}{2} \cdot A_p t d \left(\frac{w_m + w_j}{2} \right) (w_m^2 - w_j^2) \quad (8)$$

Como a potência capturada (P_p) é a energia dividida pelo tempo, tem-se:

$$P_p = \frac{1}{2} \cdot A_p d \left(\frac{w_m + w_j}{2} \right) (w_m^2 - w_j^2) \quad (9)$$

Definindo a razão entre a velocidade do vento a jusante e a montante:

$$\gamma = \frac{w_j}{w_m} \quad (10)$$

Então a equação (9) pode ser reescrita como:

$$P_p = \frac{1}{4} \cdot A_p d \cdot w_m^3 (1 + \gamma)(1 - \gamma^2) \quad (11)$$

A potência de vento (P_v) é definida usando a área de varredura das lâminas da turbina e a velocidade do vento a montante:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot A_p d \cdot w_m^3 \quad (12)$$

É importante observar que a potência de vento (P_v) não é igual à potência a montante (P_m) nem à potência a jusante (P_j). Estas suas últimas grandezas são dadas respectivamente por:

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot A_m d \cdot w_m^3 \quad (13)$$

$$P_j = \frac{1}{2} \cdot A_j d \cdot w_j^3 \quad (14)$$

Quando um local é avaliado para a instalação de uma turbina eólica, a densidade de potência eólica é uma grandeza usada como medida da produção esperada. A densidade de potência eólica é definida como a razão entre a potência de vento (P_v) e a área varrida pelas lâminas da turbina (A_p):

$$\rho = \frac{P_v}{A_p} \quad (15)$$

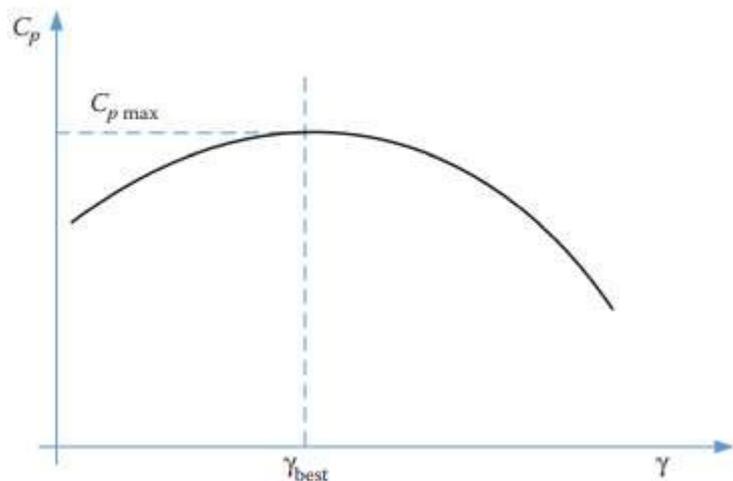
Normalmente, um ρ entre 300 e 500 indica um local de bom potencial eólico.

Outro parâmetro muito usado é o coeficiente de performance C_p . Ele representa a quantidade de potência eólica que é capturada pelas pás da turbina. Sua definição é:

$$C_p = \frac{1}{2} \cdot (1 + \gamma)(1 - \gamma^2) \quad (16)$$

O gráfico de C_p em função de γ é mostrado na figura 21.

Figura 21 - gráfico de C_p



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

Para calcular o valor máximo de C_p , é preciso derivar a equação (16) e igualar a zero. Fazendo isso, tem-se:

$$\gamma_{best} = \frac{1}{3} \text{ e } C_{p\text{máx}} = 0,593 \quad (17)$$

O resultado em (17) mostra que a turbina eólica pode capturar até 59,3% da potência de vento. Esse valor é conhecido como limite de Betz. E, nesse caso, a velocidade do vento a jusante será um terço da velocidade a montante. Atualmente, nenhuma turbina eólica consegue atingir esse valor.

3.2. Máquina de indução

Desde a criação da máquina de indução (MI) por Nicola Tesla, ela foi usada, na maioria das vezes, como motor. Até a década de 1970, era muito raro o uso como gerador devido à ausência de um circuito de excitação. A partir dessa década, muitos estudos foram realizados usando a máquina de indução como gerador com novas topologias para superar esse inconveniente. As vantagens da MI são a sua robustez, seu baixo custo e sua pouca manutenção.

Dependendo da construção do rotor, a máquina de indução pode ser do tipo gaiola ou rotor bobinado. O rotor em gaiola é constituído por barras condutoras encaixadas em ranhuras no ferro e curto-circuitadas em cada lado por anéis. Já o rotor bobinado é construído com enrolamentos polifásicos semelhantes aos do estator, contendo o mesmo número de polos. Os terminais do enrolamento do rotor são conectados a anéis deslizantes montados sobre o eixo (FITZGERALD, KINGSLEY JR. e UMANS, 2006).

3.2.1. Funcionamento da máquina de indução

O estator de uma MI trifásica é ligado a uma rede elétrica com tensões trifásicas defasadas entre si de 120° elétricos. Essas tensões nas bobinas do estator ocasionam o surgimento de um fluxo magnético que gira de acordo com a frequência elétrica da rede. No caso da máquina operando como motor, a energia elétrica flui do estator para o rotor. Funcionando como gerador, a direção é oposta, fluindo do rotor para o estator (RAMOS, 2019).

A velocidade angular com que gira o fluxo magnético produzido pelo estator é chamada de velocidade síncrona. Ela depende exclusivamente da frequência elétrica da rede e da quantidade de polos da máquina e pode ser escrita como:

$$n_s = \frac{120}{p} \cdot f \quad (18)$$

onde:

n_s = velocidade síncrona (rpm);

f = frequência elétrica (Hz);

p = quantidade de polos da máquina.

Para que haja tensão induzida no rotor da máquina e, conseqüentemente, torque desenvolvido, é necessário que a velocidade angular do rotor seja diferente da velocidade síncrona. Operando como motor, a velocidade da máquina é menor que a velocidade síncrona. Já para operação como gerador, a velocidade angular do rotor deve ser superior à velocidade síncrona. A diferença entre a velocidade síncrona e a velocidade do rotor é conhecida como velocidade de escorregamento. Normalmente, é dada em percentual e representada pela letra s (slip, em inglês) quando passa a designar escorregamento e é calculado por:

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \cdot 100\% \quad (19)$$

onde:

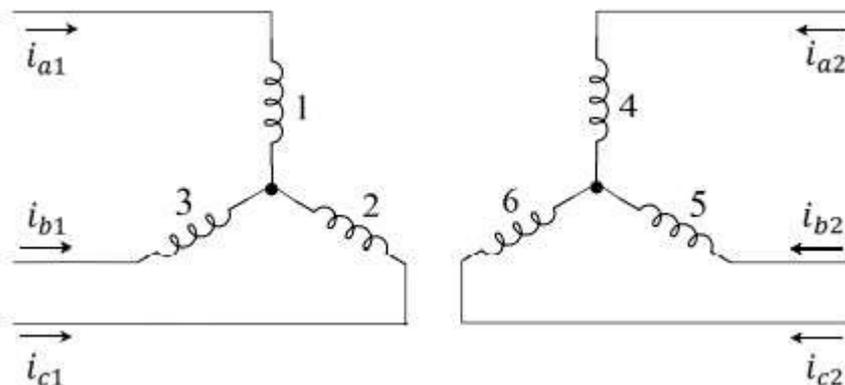
s = escorregamento percentual;

n = velocidade angular do rotor (rpm).

3.2.2. Máquina de indução segundo indutâncias

A figura 22 mostra uma representação esquemática de uma máquina de indução. O subscrito 1 denota grandezas do estator e o subscrito 2, grandezas de rotor. Os subscritos a, b e c denotam as três fases do sistema trifásico. É adotado como padrão de referência que as correntes entram nos terminais da máquina. Dessa forma, caso a máquina esteja operando como gerador, as correntes no estator serão negativas.

Figura 22 - representação de uma MI



Fonte: (RAMOS, 2019)

A MI pode ser representada por seis bobinas, sendo três no estator e três no rotor. Dessa forma, pode-se montar uma matriz com 36 indutâncias representando todas as possíveis combinações entre as bobinas.

$$l = \begin{bmatrix} l_{11} & l_{12} & l_{13} & l_{14} & l_{15} & l_{16} \\ l_{21} & l_{22} & l_{23} & l_{24} & l_{25} & l_{26} \\ l_{31} & l_{32} & l_{33} & l_{34} & l_{35} & l_{36} \\ l_{41} & l_{42} & l_{43} & l_{44} & l_{45} & l_{46} \\ l_{51} & l_{52} & l_{53} & l_{54} & l_{55} & l_{56} \\ l_{61} & l_{62} & l_{63} & l_{64} & l_{65} & l_{66} \end{bmatrix} \quad (20)$$

onde:

l_{xx} = indutância própria de uma bobina

$l_{xy} = l_{yx}$ = indutância mútua entre as bobinas x e y.

Da matriz de indutâncias em (20), as indutâncias próprias e as indutâncias mútuas entre as bobinas do estator ou entre as bobinas do rotor não dependem da posição do rotor. Isto é, elas não variam com tempo.

Já as indutâncias mútuas entre as bobinas do estator e rotor são dependentes da posição angular em que se encontra o rotor a cada instante. Como essas são máximas quando as duas bobinas estão alinhadas, utiliza-se a função cosseno para representar essa variação. Levando isso em consideração, a matriz de indutâncias resulta em:

$$l = \begin{bmatrix} L_{s1} & L_{m1} & L_{m1} & L_m \cos \theta_2 & L_m \cos(\theta_2 + 120) & L_m \cos(\theta_2 - 120) \\ L_{m1} & L_{s1} & L_{m1} & L_m \cos(\theta_2 - 120) & L_m \cos \theta_2 & L_m \cos(\theta_2 + 120) \\ L_{m1} & L_{m1} & L_{s1} & L_m \cos(\theta_2 + 120) & L_m \cos(\theta_2 - 120) & L_m \cos \theta_2 \\ L_m \cos \theta_2 & L_m \cos(\theta_2 - 120) & L_m \cos(\theta_2 + 120) & L_{s2} & L_{m2} & L_{m2} \\ L_m \cos(\theta_2 + 120) & L_m \cos \theta_2 & L_m \cos(\theta_2 - 120) & L_{m2} & L_{s2} & L_{m2} \\ L_m \cos(\theta_2 - 120) & L_m \cos(\theta_2 + 120) & L_m \cos(\theta_2) & L_{m2} & L_{m2} & L_{s2} \end{bmatrix} \quad (21)$$

onde:

L_{s1} = indutância própria de qualquer bobina do estator;

L_{s2} = indutância própria de qualquer bobina do rotor;

L_{m1} = indutância mútua entre duas bobinas do estator;

L_{m2} = indutância mútua entre duas bobinas do rotor;

L_m = máxima indutância mútua entre bobinas do estator e do rotor;

$$\theta_2 = w_{me}t;$$

w_{me} = velocidade angular elétrica do rotor.

Neste ponto, é importante ressaltar a diferença entre a velocidade angular elétrica do rotor e sua velocidade angular espacial. Quando o rotor dá um giro espacial completo, o campo do rotor terá dado $P/2$ giros completos, dessa forma:

$$w_{me} = \frac{p}{2} \cdot w_m \quad (22)$$

Para sistemas elétricos balanceados, a soma das correntes nas três fases é igual a zero. Com isso, a matriz das indutâncias, por manipulações matemáticas, pode ser reduzida a:

$$l = \begin{bmatrix} L_{11} & 0 & 0 & L_m \cos \theta_2 & L_m \cos(\theta_2 + 120) & L_m \cos(\theta_2 - 120) \\ 0 & L_{11} & 0 & L_m \cos(\theta_2 - 120) & L_m \cos \theta_2 & L_m \cos(\theta_2 + 120) \\ 0 & 0 & L_{11} & L_m \cos(\theta_2 + 120) & L_m \cos(\theta_2 - 120) & L_m \cos \theta_2 \\ L_m \cos \theta_2 & L_m \cos(\theta_2 - 120) & L_m \cos(\theta_2 + 120) & L_{22} & 0 & 0 \\ L_m \cos(\theta_2 + 120) & L_m \cos \theta_2 & L_m \cos(\theta_2 - 120) & 0 & L_{22} & 0 \\ L_m \cos(\theta_2 - 120) & L_m \cos(\theta_2 + 120) & L_m \cos \theta_2 & 0 & 0 & L_{22} \end{bmatrix} \quad (23)$$

onde:

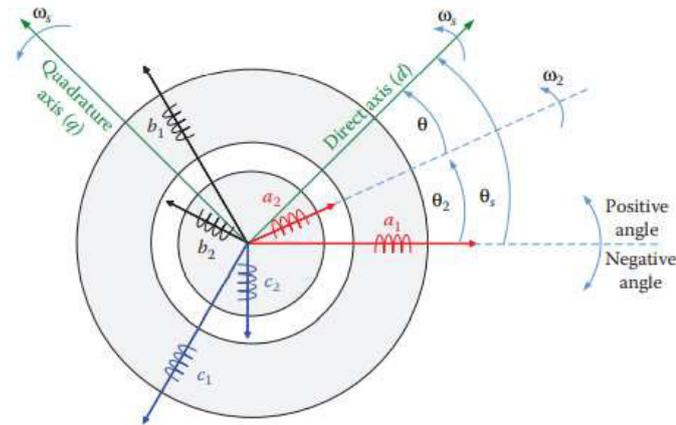
$$L_{11} = L_{s1} - L_{m1};$$

$$L_{22} = L_{s2} - L_{m2}.$$

3.2.3. Transformação $dq0$

Blondel (1923) e Park (1929) desenvolveram um sistema de referência rotatório que decompõe as grandezas da máquina em duas componentes girantes: eixo direto e eixo em quadratura. O eixo em quadratura está 90° à frente do eixo direto. Para facilitar a análise, normalmente, faz-se com que os eixos girem na velocidade síncrona da máquina. Tal processo é mostrado na figura 23.

Figura 23 - esquema da transformação dq0



Fonte: (EL-SHARKAWI et al., 2014)

O objetivo dessa transformação é modificar a matriz de indutâncias, que dependem da posição do ângulo do rotor para uma matriz com indutâncias invariantes no tempo. Se A representar uma grandeza elétrica do estator (tensão, corrente ou fluxo), então, pode-se obter a grandeza transformada em dq0 de forma matricial como (RAMOS, 2019):

$$\begin{bmatrix} A_d \\ A_q \\ A_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos\theta_s & \cos(\theta_s - 120) & \cos(\theta_s + 120) \\ -\text{sen}\theta_s & -\text{sen}(\theta_s - 120) & -\text{sen}(\theta_s + 120) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} A_a \\ A_b \\ A_c \end{bmatrix} \quad (24)$$

onde:

A = tensão, corrente ou fluxo magnético do estator;

$$\theta_s = w_e t;$$

$w_e = 2\pi f$ (frequência angular síncrona)

É importante ressaltar que a transformação dq0 aplica-se a valores instantâneos das grandezas e não a valores eficazes.

O mesmo processo pode ser adotado para grandezas do rotor:

$$\begin{bmatrix} B_d \\ B_q \\ B_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - 120) & \cos(\theta + 120) \\ -\text{sen}\theta & -\text{sen}(\theta - 120) & -\text{sen}(\theta + 120) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} B_a \\ B_b \\ B_c \end{bmatrix} \quad (25)$$

onde:

B = tensão, corrente ou fluxo magnético do rotor;

$$\theta = (w_e - w_{me})t;$$

Após realizar as transformações para as grandezas do estator e do rotor e sabendo que o fluxo concatenado é igual à multiplicação da indutância pela corrente, chega-se a seguinte matriz de indutâncias invariantes no tempo:

$$l_{dq0} = \begin{bmatrix} l_{11} & 0 & 0 & l_{12} & 0 & 0 \\ 0 & l_{11} & 0 & 0 & l_{12} & 0 \\ 0 & 0 & l_{11} & 0 & 0 & 0 \\ l_{12} & 0 & 0 & l_{22} & 0 & 0 \\ 0 & l_{12} & 0 & 0 & l_{22} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & l_{22} \end{bmatrix} \quad (26)$$

onde:

$$L_{12} = \frac{3}{2} \cdot L_m$$

Então:

$$\begin{bmatrix} \lambda_{d1} \\ \lambda_{q1} \\ \lambda_{01} \\ \lambda_{d2} \\ \lambda_{q2} \\ \lambda_{02} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_{11} & 0 & 0 & l_{12} & 0 & 0 \\ 0 & l_{11} & 0 & 0 & l_{12} & 0 \\ 0 & 0 & l_{11} & 0 & 0 & 0 \\ l_{12} & 0 & 0 & l_{22} & 0 & 0 \\ 0 & l_{12} & 0 & 0 & l_{22} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & l_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{d1} \\ i_{q1} \\ i_{01} \\ i_{d2} \\ i_{q2} \\ i_{02} \end{bmatrix} \quad (27)$$

onde:

λ = fluxo magnético concatenado;

i = corrente elétrica.

3.2.4. Equações na transformação dq0

Considerando o sistema equilibrado e, portanto, com corrente nula no eixo 0, pode-se obter as seguintes equações transformadas de tensões para a máquina de indução:

$$\begin{bmatrix} v_{d1} \\ v_{q1} \\ v_{d2} \\ v_{q2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & R_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{d1} \\ i_{q1} \\ i_{d2} \\ i_{q2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -w_e & 0 & 0 \\ w_e & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -sw_e \\ 0 & 0 & sw_e & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{d1} \\ \lambda_{q1} \\ \lambda_{d2} \\ \lambda_{q2} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \lambda_{d1} \\ \lambda_{q1} \\ \lambda_{d2} \\ \lambda_{q2} \end{bmatrix} \quad (28)$$

onde:

v = tensão elétrica;

R = resistência elétrica.

Para completar o conjunto de equações da MI, é necessário conhecer a equação de aceleração da máquina. Conforme a 2ª Lei de Newton, para movimentos circulares, obtém-se:

$$T_e - T_m - K_D \omega_m = J \cdot \frac{d\omega_m}{dt} \quad (29)$$

onde:

T_m = torque mecânico;

T_e = torque eletromagnético desenvolvido pela máquina;

K_D = constante de atrito do rotor;

J = momento de inércia da máquina

4. ACOPLADOR ELETROMAGNÉTICO

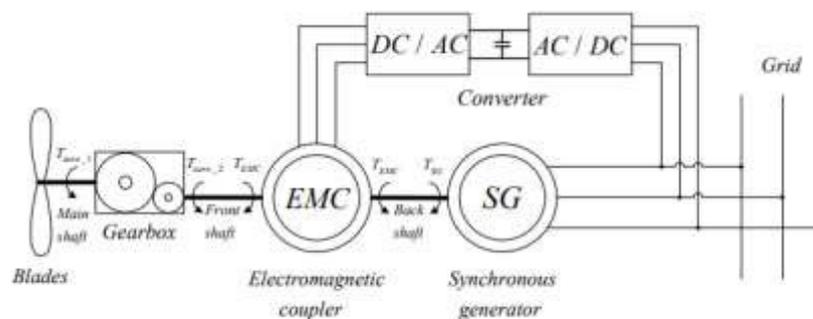
O dispositivo regulador de velocidade de acoplamento eletromagnético (em inglês, Electromagnetic Coupling Speed Regulating Device – EMCD), ou simplesmente Acoplador Eletromagnético, é constituído por um motor de indução de rotor gaiola de esquilo e um conversor estático bidirecional. O objetivo desse sistema é receber uma velocidade variável (como a de uma turbina eólica, por exemplo) e entregar a um eixo uma velocidade fixa. As características do conversor e da máquina de indução de rotor de gaiola de esquilo tornam o sistema altamente confiável. Esse dispositivo foi proposto inicialmente por You et al.(2013).

A máquina de indução convencional tem como elemento estacionário o estator que contém um conjunto de bobinas alimentadas pela rede elétrica conforme explicado na seção 3.2. A inovação do Acoplador eletromagnético é permitir que o estator possa girar solidariamente ao eixo da caixa multiplicadora de velocidade. Dessa forma, na máquina do sistema proposto por You et al.(2013) não há uma peça estacionária e sim dois componentes que giram com velocidades distintas.

O conversor realiza dois tipos de controle: controle da velocidade do acoplador eletromagnético e o controle do torque eletromagnético. Durante a operação da turbina eólica, a velocidade do eixo dianteiro (ligado à caixa multiplicadora de velocidade) é sempre menor que a velocidade do eixo traseiro (ligado ao rotor do gerador síncrono).

Um diagrama esquemático usando o acoplador eletromagnético é mostrado na figura 24 abaixo

Figura 24 - diagrama de aerogerador com acoplador eletromagnético



Fonte: (YOU et al., 2013)

No caso da máquina de indução convencional ou do acoplador com velocidade zero na turbina é possível calcular o escorregamento a partir da equação (30):

$$s = \frac{w_e - \frac{p}{2} \cdot w_r}{w_e} \quad (30)$$

onde w_e é a frequência angular síncrona e w_r é a frequência angular mecânica do rotor. A multiplicação da velocidade mecânica do rotor pela quantidade de pares de polos ($P/2$) se faz necessária para referir a velocidade mecânica em velocidade angular elétrica como se explicou no capítulo 3.

Todas as considerações feitas para as indutâncias de uma máquina de indução convencional e apresentadas na seção 3.2 podem ser usadas para o Acoplador Eletromagnético (AE). A única alteração se dá pelo fato da velocidade do rotor vista por um referencial de fora da máquina levar em consideração a adição da velocidade na armadura do AE. Por conseguinte, as equações de tensão na transformada dq0 para o acoplador podem ser apresentadas na seguinte forma:

$$v_{d1} = R_1 i_{d1} - w_s \lambda_{q1} + \frac{d\lambda_{d1}}{dt} \quad (31)$$

$$v_{q1} = R_1 i_{q1} - w_s \lambda_{d1} + \frac{d\lambda_{q1}}{dt} \quad (32)$$

$$v_{d2} = R_2 i_{d2} - (w_s + \frac{p}{2} w_1 - \frac{p}{2} w_2) \lambda_{q2} + \frac{d\lambda_{d2}}{dt} \quad (33)$$

$$v_{q2} = R_2 i_{q2} - (w_s + \frac{p}{2} w_1 - \frac{p}{2} w_2) \lambda_{d2} + \frac{d\lambda_{q2}}{dt} \quad (34)$$

O conjunto de equações de (31) a (34) utiliza dois vetores de variáveis de estado: a corrente elétrica e o fluxo concatenado. É mais simples realizar análises e programar as equações de uma máquina quando as equações são descritas com apenas um vetor de estado. Objetivando essa transformação e considerando o sistema equilibrado com corrente nula no eixo 0, pode-se dizer que:

$$\lambda_{d1} = L_{11} i_{d1} + L_{12} i_{d2} \quad (35)$$

$$\lambda_{q1} = L_{11} i_{q1} + L_{12} i_{q2} \quad (36)$$

$$\lambda_{d2} = L_{22} i_{d2} + L_{12} i_{d1} \quad (37)$$

$$\lambda_{q2} = L_{22} i_{q2} + L_{12} i_{q1} \quad (38)$$

Caso a variável de estado escolhida seja o fluxo concatenado, as correntes em função dos fluxos são:

$$i_{d1} = -\frac{L_{22}}{L}\lambda_{d1} + \frac{L_{12}}{L}\lambda_{d2} \quad (39)$$

$$i_{q1} = -\frac{L_{22}}{L}\lambda_{q1} + \frac{L_{12}}{L}\lambda_{q2} \quad (40)$$

$$i_{d2} = \frac{L_{12}}{L}\lambda_{d1} - \frac{L_{11}}{L}\lambda_{d2} \quad (41)$$

$$i_{q2} = \frac{L_{12}}{L}\lambda_{q1} - \frac{L_{11}}{L}\lambda_{q2} \quad (42)$$

onde $L = L_{12}^2 - L_{11} \cdot L_{22}$.

Como o rotor do AE é em gaiola, as barras condutoras são curto-circuitadas, então as tensões de rotor são iguais a zero. Substituindo as equações de (39) a (42) nas equações de (31) a (34) e utilizando o fato citado acima, chega-se ao conjunto de equações de tensão no acoplador eletromagnético com apenas um vetor de estado:

$$v_{d1} = -\frac{R_1 L_{22}}{L}\lambda_{d1} + \frac{R_1 L_{12}}{L}\lambda_{d2} - w_s \lambda_{q1} + \frac{d\lambda_{d1}}{dt} \quad (43)$$

$$v_{q1} = -\frac{R_1 L_{22}}{L}\lambda_{q1} + \frac{R_1 L_{12}}{L}\lambda_{q2} + w_s \lambda_{d1} + \frac{d\lambda_{q1}}{dt} \quad (44)$$

$$v_{d2} = 0 = \frac{R_2 L_{12}}{L}\lambda_{d1} - \frac{R_2 L_{11}}{L}\lambda_{d2} - \left(w_s + \frac{p}{2}w_1 - \frac{p}{2}w_2\right)\lambda_{q2} + \frac{d\lambda_{d2}}{dt} \quad (45)$$

$$v_{q2} = 0 = \frac{R_2 L_{12}}{L}\lambda_{q1} - \frac{R_2 L_{11}}{L}\lambda_{q2} + \left(w_s + \frac{p}{2}w_1 - \frac{p}{2}w_2\right)\lambda_{d2} + \frac{d\lambda_{q2}}{dt} \quad (46)$$

O torque de reação no estator da MI, que se opõe ao torque eletromagnético, normalmente não é objeto de estudo, já que o estator é fixo. Porém, no caso do acoplador eletromagnético, esse torque precisa ser levado em consideração. No AE, há duas peças móveis e, portanto, é necessário aplicar a Segunda Lei de Newton em movimentos circulares para cada uma delas. Isso pode ser realizado em cada uma das partes isoladamente de forma a simplificar o entendimento. Considerando apenas o estator, percebe-se que há um torque de aceleração proveniente da turbina eólica (T_1) e o torque que se opõe a esse (freando a armadura) é o eletromagnético (T_{ele}), que surge devido à interação dos fluxos concatenados do estator e do rotor. Além disso, tem o atrito no eixo

dianteiro. Então, a equação de balanço que descreve a aceleração do estator do AE pode ser escrita a partir de:

$$T_1 - T_{ele} - B_1 w_1 = J_1 \frac{dw_1}{dt} \quad (47)$$

onde:

w_1 = frequência angular mecânica do estator;

B_1 = fator de atrito no eixo dianteiro, ligado ao estator do acoplador;

J_1 = momento de inércia do eixo dianteiro, ligado ao estator.

Analisando o eixo ligado ao rotor, tem-se:

$$T_{ele} - T_{gs} - B_2 w_2 = J_2 \frac{dw_2}{dt} \quad (48)$$

onde:

B_2 = fator de atrito no eixo traseiro, ligado ao rotor do acoplador;

J_2 = momento de inércia do eixo traseiro, ligado ao rotor do acoplador;

w_2 = frequência angular mecânica do rotor;

T_{gs} = torque devido ao gerador síncrono.

O torque eletromagnético no entreferro do acoplador eletromagnético é calculado pela interação entre os fluxos concatenados da armadura e do rotor, da mesma forma que na máquina de indução convencional. Ele é função da derivada parcial da co-energia armazenada nas indutâncias com relação ao deslocamento angular. Portanto:

$$T_{ele} = \frac{3}{2} \cdot \frac{p}{2} (\lambda_{d1} i_{q1} - \lambda_{q1} i_{d1}) \quad (49)$$

4.1. Análise de regime permanente

A partir das equações apresentadas para o funcionamento do AE, é possível fazer uma análise de regime permanente (RP). Nessa análise, as variáveis não são dependentes do tempo e, portanto, as derivadas em função do tempo são iguais a zero. Dessa forma, as equações de (43) a (46) são reescritas como:

$$v_{d1} = -\frac{R_1 L_{22}}{L} \lambda_{d1} + \frac{R_1 L_{12}}{L} \lambda_{d2} - w_s \lambda_{q1} \quad (50)$$

$$v_{q1} = -\frac{R_1 L_{22}}{L} \lambda_{q1} + \frac{R_1 L_{12}}{L} \lambda_{q2} + w_s \lambda_{d1} \quad (51)$$

$$0 = \frac{R_2 L_{12}}{L} \lambda_{d1} - \frac{R_2 L_{11}}{L} \lambda_{d2} - w_{rel} \lambda_{q2} \quad (52)$$

$$0 = \frac{R_2 L_{12}}{L} \lambda_{q1} - \frac{R_2 L_{11}}{L} \lambda_{q2} + w_{rel} \lambda_{d2} \quad (53)$$

onde w_{rel} representa a velocidade do campo girante com relação ao rotor do AE, sendo definida matematicamente por:

$$w_{rel} = w_s + \frac{p}{2} w_1 - \frac{p}{2} w_2 \quad (54)$$

Combinando as equações (52) e (53), tem-se:

$$\lambda_{d1} = \frac{L_{11}}{L_{12}} \lambda_{d2} + \frac{w_{rel} L}{R_2 L_{12}} \lambda_{q2} \quad (55)$$

$$\lambda_{q1} = \frac{L_{11}}{L_{12}} \lambda_{q2} - \frac{w_{rel} L}{R_2 L_{12}} \lambda_{d2} \quad (56)$$

O eixo dq rotórico pode ser escolhido em qualquer referencial. Uma escolha que pode simplificar a análise é feita tal que a tensão do eixo d da armadura seja zero e, portanto, toda a tensão aplicada à armadura está no eixo q, então: $v_{d1} = 0$ (RAMOS, 2019). Dessa forma, substituindo as equações (55) e (56) nas equações (50) e (51), obtém-se:

$$0 = \left(\frac{-R_1 L_{22} L_{11}}{L_{12} L} + \frac{R_1 L_{12}}{L} + \frac{w_s w_{rel} L}{R_2 L_{12}} \right) \lambda_{d2} + \left(\frac{-R_1 L_{22} w_{rel}}{R_2 L_{12}} - \frac{w_s L_{11}}{L_{12}} \right) \lambda_{q2} \quad (57)$$

$$v_{q1} = \left(\frac{R_1 L_{22} w_{rel}}{R_2 L_{12}} + \frac{w_s L_{11}}{L_{12}} \right) \lambda_{d2} + \left(\frac{-R_1 L_{22} L_{11}}{L_{12} L} + \frac{R_1 L_{12}}{L} + \frac{w_s w_{rel} L}{R_2 L_{12}} \right) \lambda_{q2} \quad (58)$$

As equações (57) e (58) podem ser representadas da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} a & -b \\ b & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{d2} \\ \lambda_{q2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ v_{q1} \end{bmatrix} \quad (59)$$

Sabendo que $L = L_{12}^2 - L_{11} \cdot L_{22}$, os parâmetros a e b podem ser expressos como:

$$a = \frac{R_1 R_2 + w_s w_{rel} L}{R_2 L_{12}} \quad (60)$$

$$b = \frac{R_2 w_s L_{11} + R_1 w_{rel} L_{22}}{R_2 L_{12}} \quad (61)$$

Resolvendo a equação (59):

$$\lambda_{q2} = \frac{a}{b} \lambda_{d2} \quad (62)$$

$$\lambda_{d2} = \frac{b}{a^2 + b^2} v_{q1} \quad (63)$$

Todos os fluxos concatenados podem ser expressos em função da tensão do eixo em quadratura da armadura através das seguintes equações:

$$\lambda_{d1} = \frac{b R_2 L_{11} + a w_{rel} L}{(a^2 + b^2) R_2 L_{12}} v_{q1} \quad (64)$$

$$\lambda_{q1} = \frac{a R_2 L_{11} - b w_{rel} L}{(a^2 + b^2) R_2 L_{12}} v_{q1} \quad (65)$$

$$\lambda_{d2} = \frac{b}{(a^2 + b^2)} v_{q1} \quad (66)$$

$$\lambda_{q2} = \frac{a}{(a^2 + b^2)} v_{q1} \quad (67)$$

Substituindo as equações de fluxo concatenado acima na equação de torque eletromagnético (49), obtém-se:

$$T_{ele} = \frac{3}{2} \cdot \frac{p}{2} \cdot \frac{w_{rel}}{R_2 (a^2 + b^2)} v_{q1}^2 \quad (68)$$

A potência ativa trifásica entregue ao estator do AE pelo conversor estático bidirecional pode ser calculada através da multiplicação das correntes pelas tensões, ambas do estator, de forma semelhante a uma máquina de indução convencional. A equação de potência ativa trifásica é (EL-SHARKAWI, 2016):

$$P_1 = \frac{3}{2} (v_{d1} i_{d1} + v_{q1} i_{q1}) \quad (69)$$

onde:

P_1 = potência ativa trifásica entregue ao estator do AE.

Considerando que a referência do eixo rotórico é escolhida tal que $v_{d1} = 0$ e substituindo a corrente da Equação (40), tem-se a potência igual a:

$$P_1 = \frac{3}{2} \left(-\frac{L_{22}}{L} \lambda_{q1} + \frac{L_{12}}{L} \lambda_{q2} \right) \quad (70)$$

Substituindo as Equações (65) e (67) na Equação (70) e considerando que $L = L_{12}^2 - L_{11}L_{22}$, chega-se a:

$$P_1 = \frac{3}{2} \frac{w_{rel}}{R_2(a^2 + b^2)} \left(\frac{aR_2 + bw_{rel}L_{22}}{L_{12}w_{rel}} \right) v_{q1}^2 \quad (71)$$

Pode-se ainda calcular a potência ativa trifásica em função do torque eletromagnético, substituindo a Equação (68) na Equação (71):

$$P_1 = \frac{2}{p} \left(\frac{aR_2 + bw_{rel}L_{22}}{L_{12}w_{rel}} \right) T_{ele} \quad (72)$$

De forma semelhante aos cálculos realizados para a potência ativa, a potência reativa trifásica entregue ao estator do AE pelo conversor pode ser calculada a partir de:

$$Q_1 = \frac{3}{2} \frac{w_{rel}}{R_2(a^2 + b^2)} \left(\frac{bR_2 - aw_{rel}L_{22}}{L_{12}w_{rel}} \right) v_{q1}^2 \quad (73)$$

onde:

Q_1 = potência reativa trifásica entregue ao estator do AE.

A potência reativa trifásica em função do torque eletromagnético desenvolvido no AE é calculada por:

$$Q_1 = \frac{2}{p} \left(\frac{bR_2 - aw_{rel}L_{22}}{L_{12}w_{rel}} \right) T_{ele} \quad (74)$$

As correntes elétricas injetadas no estator do AE podem ser calculadas a partir da substituição das Equações (64) a (67) nas Equações (39) e (40):

$$i_{d1} = \left[\frac{bR_2 - aw_{rel}L_{22}}{R_2(a^2 + b^2)L_{12}} \right] v_{q1} \quad (75)$$

$$i_{q1} = \left[\frac{aR_2 + bw_{rel}L_{22}}{R_2(a^2 + b^2)L_{12}} \right] v_{q1} \quad (76)$$

As perdas trifásicas, por efeito Joule, no estator do AE podem ser calculadas a partir da Equação (77):

$$P_{R1} = \frac{3}{2} R_1 (i_{d1}^2 + i_{q1}^2) \quad (77)$$

De forma semelhante, pode-se calcular a perda trifásica por efeito Joule no rotor de acordo com:

$$P_{R2} = \frac{3}{2} R_2 (i_{d2}^2 + i_{q2}^2) \quad (78)$$

Desprezando as perdas mecânicas, o princípio da conservação de energia aplicado ao AE pode ser expresso matematicamente por:

$$P_1 + P_t - P_{R1} - P_{R2} = P_m \quad (79)$$

onde:

P_m = potência mecânica disponível no eixo do rotor do AE;

P_t = potência fornecida ao estator do AE pela turbina eólica.

5. ANÁLISE DA TURBINA EÓLICA BASEADA NO ACOPLADOR ELETROMAGNÉTICO

Neste capítulo, o modelo da turbina eólica baseada no acoplador eletromagnético será apresentado, explorando o conceito, os modos de operação e estratégias de controle, o fluxo de potência no sistema e a eficiência da transmissão deste fluxo, as simulações e análise dos resultados, os aspectos relacionados à qualidade de energia e uma comparação com as topologias de turbina eólica apresentadas no capítulo 2.

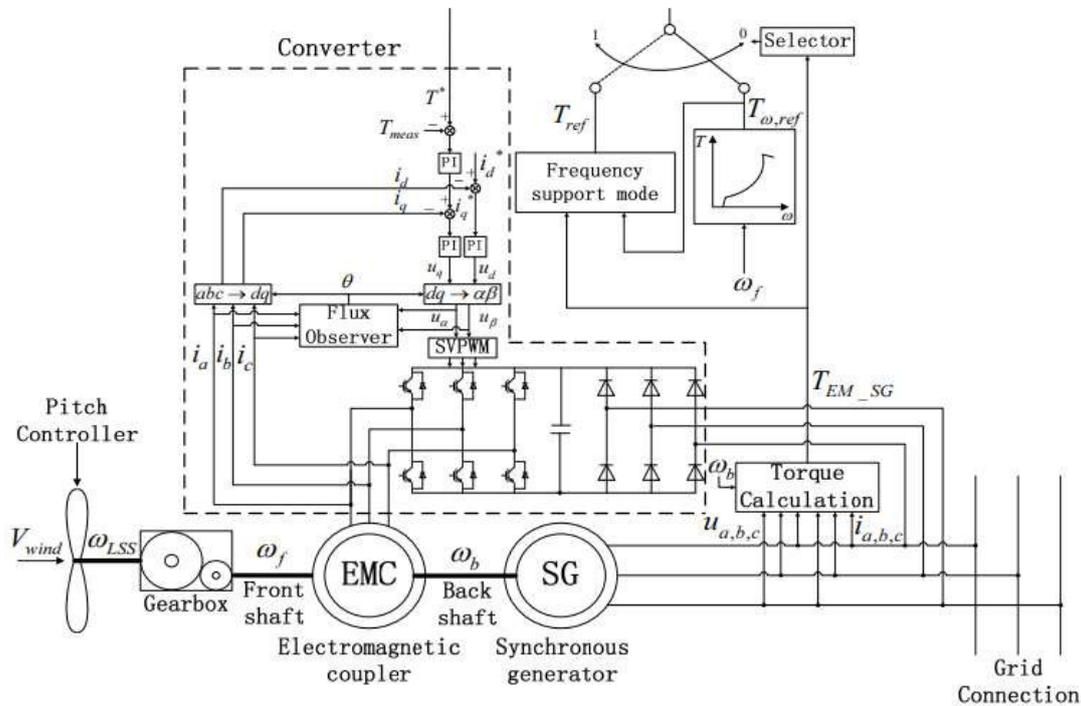
5.1. Conceito

Neste conceito de turbina eólica, o gerador síncrono é diretamente acoplado à rede elétrica. Então, a velocidade no eixo do rotor é constante, já que ela está sincronizada com a frequência da rede. Como a velocidade do eixo principal da turbina muda de acordo com a velocidade do vento, um dispositivo é necessário para conectar este eixo com o eixo do rotor, pois eles giram em velocidade diferentes.

O modelo é composto basicamente pelo gerador síncrono, o acoplador eletromagnético, a turbina eólica e a caixa multiplicadora de velocidade. O acoplador eletromagnético é constituído pela máquina de indução de gaiola de esquilo e um conversor estático bidirecional, responsável pelo controle da velocidade do AE e pelo torque eletromagnético. A potência através do conversor é apenas uma parcela da potência nominal do gerador. Nas análises dos resultados experimentais abordados neste capítulo, a potência do conversor corresponde a 1/6 da potência do gerador.

A estrutura típica é mostrada na figura 25.

Figura 25 - estrutura típica de uma turbina eólica baseada em AE



Fonte: (Xinzhen et al. 2018)

5.2. Modos de operação e estratégias de controle

Os modos de operação normal podem ser divididos basicamente em: start e sincronização, operação após conexão com a rede, desconexão com a rede e stop. Cada modo requer uma estratégia de controle específica.

5.2.1. Start e sincronização

Devido aos dois eixos separados – eixo dianteiro e eixo traseiro mostrados na figura 25 – o processo de start é diferente do start das turbinas eólicas convencionais. O processo deste modelo é dividido em 2 etapas: start síncrono e start assíncrono (YOU et al., 2013).

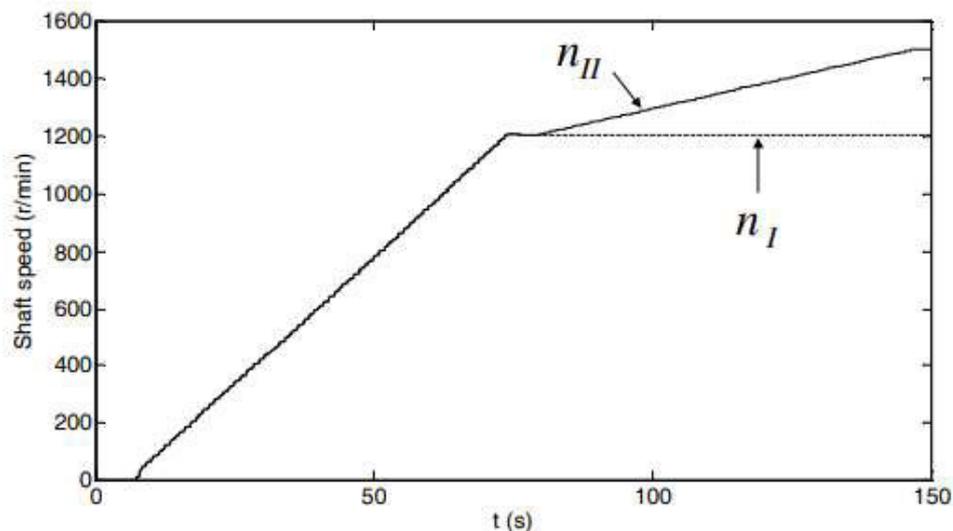
Na primeira etapa, o ângulo de passo diminui para aumentar o torque aerodinâmico, fazendo com que o eixo principal ligado à turbina seja acelerado gradualmente. Como o eixo principal e o eixo dianteiro estão conectados por meio da caixa multiplicadora de velocidade (gearbox, em inglês), a velocidade deste eixo também aumenta. Ao mesmo tempo, o conversor atua no modo controle de velocidade para que o eixo traseiro rotacione sincronizado com o eixo dianteiro até atingir um determinado valor

abaixo da velocidade síncrona, finalizando a primeira etapa. Nas simulações que serão mostradas adiante, esse valor é 80% da velocidade síncrona.

Na segunda etapa, a velocidade do eixo dianteiro é mantida praticamente constante por meio do controle de passo, que utiliza o ângulo de passo como ferramenta, enquanto o eixo traseiro, por meio do conversor, é gradualmente acelerado para uma velocidade levemente superior à velocidade síncrona (cerca de 100,2% da velocidade síncrona).

Como um exemplo prático para validar a estratégia de controle nesse modo de operação, a figura 26 mostra as 2 etapas do start feitas em uma plataforma experimental construída de 30kW (YULONG et al., 2013).

Figura 26 - velocidades do eixo dianteiro (n_I) e traseiro (n_{II})



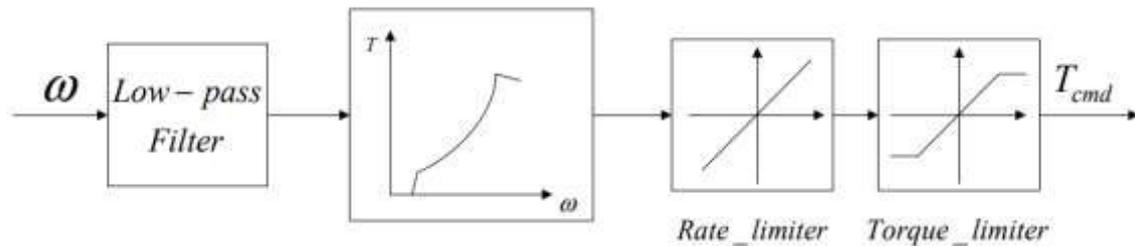
Fonte: (Yulong et al. 2013)

Uma vez que as duas etapas do start são completadas, a tensão de excitação é aplicada para iniciar a sincronização. Um dispositivo de conexão de rede ajusta dinamicamente a tensão de excitação e a frequência de saída do conversor de acordo com a tensão medida e as diferenças de fase entre o gerador síncrono e a rede. Quando a tensão medida e as diferenças de fases estão dentro da faixa de sincronização, a chave de conexão de rede é automaticamente fechada, e imediatamente o conversor sai do modo de controle de velocidade e vai para o modo de controle de torque para maximizar a potência eólica capturada.

5.2.2. Operação após conexão com a rede

Já em pleno funcionamento, o controle do torque do conversor e o controle do ângulo de passo são feitos de maneira semelhante às turbinas do tipo 3 e 4. O torque de referência é calculado a partir da característica torque-velocidade, usando como sinal de entrada a velocidade filtrada do eixo dianteiro, conforme mostra a figura 27 abaixo.

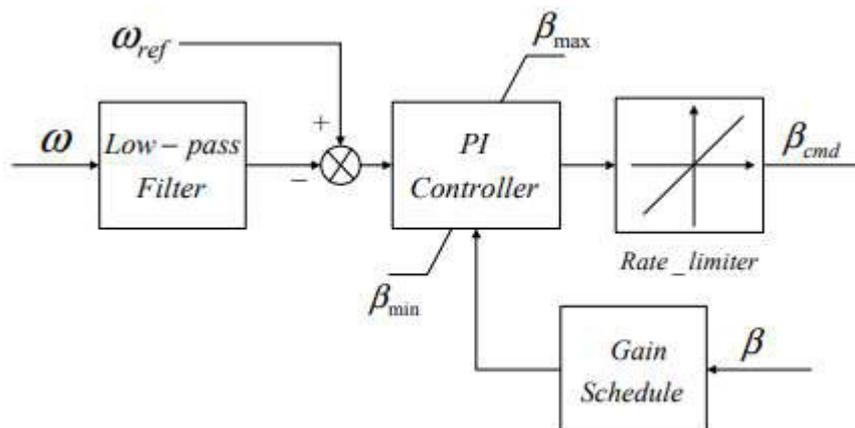
Figura 27 - diagrama esquemático do controle de torque do conversor



Fonte: (YOU et al. 2013)

O controle do ângulo de passo, mostrado na figura 28, usa a velocidade como sinal de entrada para um controlador PI. Então, um bloco de agendamento de ganho irá adaptar o ganho de acordo com o ângulo de passo atual para compensar as características aerodinâmicas não lineares existentes.

Figura 28 - diagrama esquemático do controle do ângulo de passo



Fonte: (YOU et al. 2013)

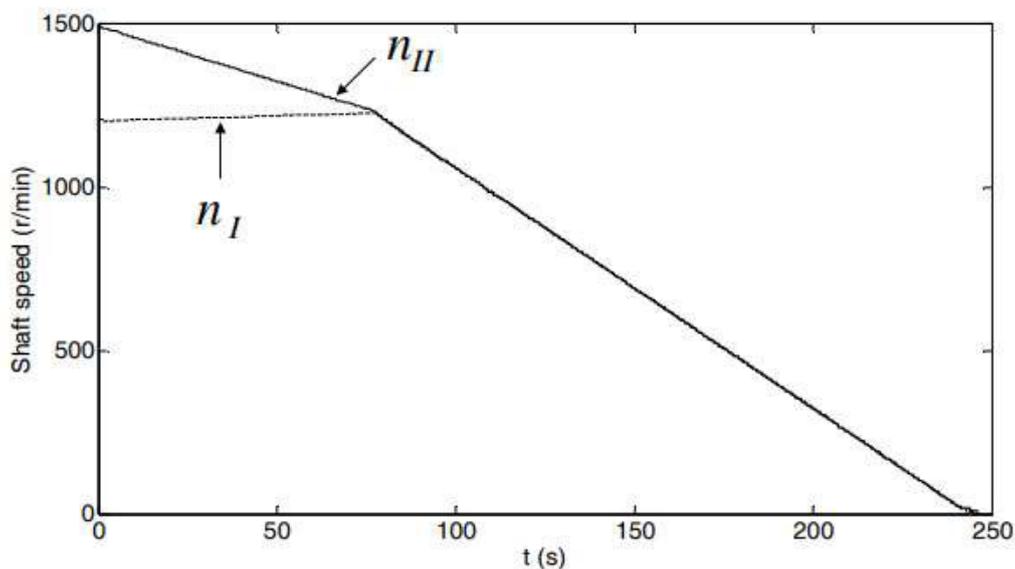
5.2.3. Desconexão com a rede e stop

Para parar a turbina eólica, o conversor diminui gradualmente o torque para zero, quando a chave de conexão da rede é aberta. Neste momento, o conversor é chaveado para o modo controle de velocidade (YOU et al., 2013).

Como no processo de start, há 2 etapas no stop: stop assíncrono e stop síncrono, executando todo o procedimento inverso do processo start. Na primeira etapa, a velocidade do eixo dianteiro é mantida com o controle de passo, e a velocidade do eixo traseiro é reduzida pelo conversor até se igualar com a velocidade daquele. Na segunda etapa, os dois eixos desaceleram para zero com o aumento do ângulo de passo.

Como um exemplo prático para validar a estratégia de controle nesse modo de operação, a figura 29 mostra as 2 etapas do stop feitas em uma plataforma experimental construída de 30kW (YULONG et al., 2013).

Figura 29 - velocidades do eixo dianteiro (n_I) e traseiro (n_{II})



Fonte: (Yulong et al., 2013)

5.2.4. Condições de falta na rede

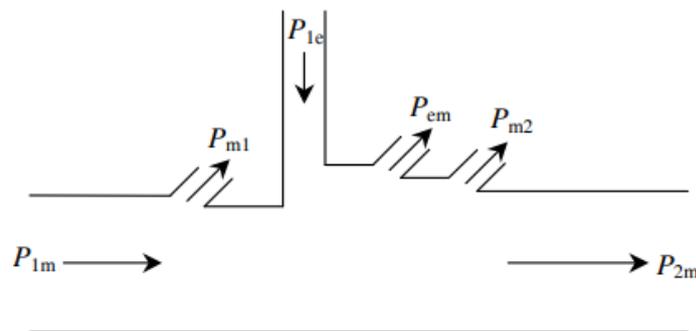
Em casos de operação de faltas severas na rede, o torque do conversor é mudado para zero subitamente, e o conversor é controlado para bloquear a saída de modulação por largura de pulso (PWM - Pulse Width Modulation, em inglês) para desacoplar o gerador síncrono e a caixa multiplicadora de velocidade. Após a falta, o conversor é

reiniciado e o controle de torque gradualmente aumenta o torque para o valor de referência.

5.3. Fluxo de potência e eficiência de transmissão

Como um estágio de acionamento intermediário, a potência de entrada do AE consiste em potência mecânica (P_{1m}), oriunda do eixo principal da turbina, e potência elétrica (P_{1e}), oriunda do conversor ligado à rede. Subtraindo as perdas mecânicas no eixo dianteiro P_{m1} , no eixo traseiro P_{m2} , e as perdas elétricas P_{em} (perdas no núcleo e no conversor), a potência é transformada em potência (mecânica) de entrada para o gerador síncrono. A figura 30 mostra essa relação de potência.

Figura 30 - fluxo de potência no acoplador eletromagnético



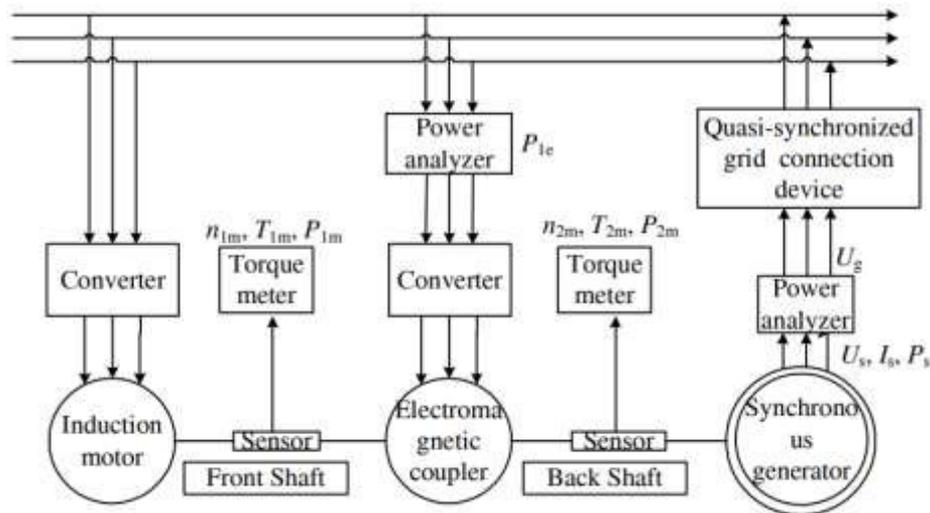
Fonte: (Yulong et al., 2013)

Definindo a eficiência de transmissão do Acoplador Eletromagnético como sendo a razão entre potência de saída e potência de entrada, pode-se afirmar que:

$$\eta_{AE} = \frac{P_{2m}}{P_{1m} + P_{1e}} \quad (80)$$

A título de exemplo prático para analisar e medir a eficiência de transmissão do AE, uma plataforma experimental, apresentada na figura 31, munida de uma máquina de indução de 1,5 MW e um conversor de 175kW foi usada. A velocidade nominal do AE é 150 rpm.

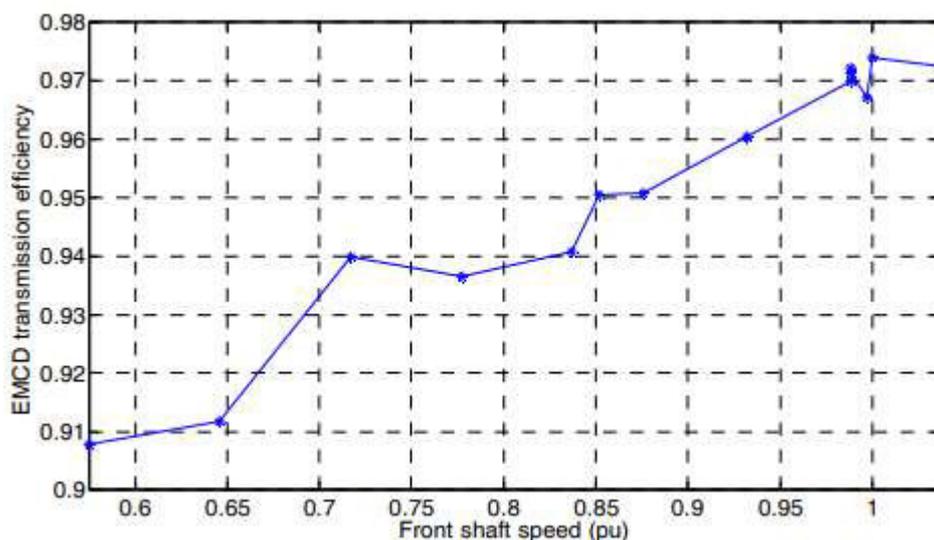
Figura 31 - plataforma experimental usada para medir a eficiência de transmissão



Fonte: (Yulong et al., 2013)

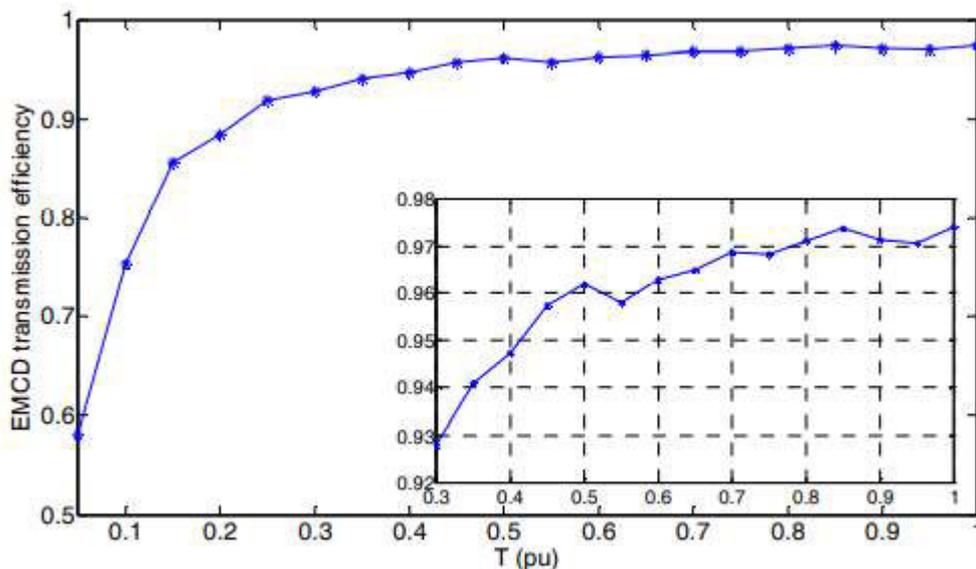
A eficiência de transmissão foi calculada em função de dois parâmetros: velocidade do eixo dianteiro e torque eletromagnético do conversor ao AE. Inicialmente, de acordo com a curva torque-velocidade de uma turbina eólica real tipo 3 de 1,5 MW, o torque do conversor do AE foi calculado para diferentes valores de velocidade de eixo dianteiro. Ao enviar os diferentes valores de velocidade do eixo dianteiro para o conversor do motor principal (mostrado na figura 31) e os torques correspondentes para o conversor do AE, a eficiência é medida. Na figura 32, há o gráfico da eficiência para diferentes valores de velocidade do eixo dianteiro. Na figura 33, há o gráfico da eficiência para diferentes valores de torque eletromagnético, com a velocidade do eixo dianteiro fixa em 1350 rpm.

Figura 32 - eficiência de transmissão do AE para diferentes condições de operação



Fonte: (Yulong et al., 2013)

Figura 33 - eficiência de transmissão do AE para diferentes valores de torque



Fonte: (Yulong et al., 2013)

A partir das figuras 32 e 33, é possível observar que o AE é capaz de operar sob diversas condições com altos valores de eficiência de transmissão. Em condições de operação nominal, tal eficiência pode superar 97%.

5.4. Capacidade de suporte de frequência

Um desequilíbrio de potência no sistema pode ocasionar em variações na frequência de rede. Quanto maior a inércia do sistema de potência, maior a capacidade de suporte de frequência, diminuindo essas variações.

Os geradores das topologias de turbinas eólicas mais usadas no mercado, diferentemente dos geradores das usinas de energia convencionais, são parcialmente (turbina tipo 3) ou totalmente (turbina tipo 4) desacoplados da rede por meio dos conversores de potência. Esse fato resulta na redução da inércia do sistema de potência e, conseqüentemente, na redução da capacidade de suporte de frequência, tornando-se um aspecto preocupante para os operadores de transmissão.

A fim de apresentar uma resposta inercial a uma variação de frequência, uma energia adicional de curto prazo pode ser injetada na rede através da turbina eólica. O torque adicional pode ser realizado por dois tipos de controle: controle inercial e controle de queda. No primeiro, a derivada da frequência de rede é o parâmetro; já no segundo, o desvio de frequência do valor nominal. Entretanto, a medição rápida e precisa da

frequência não é facilmente implementada, resultando em um atraso na regulação de energia após ocorrer um desequilíbrio de potência.

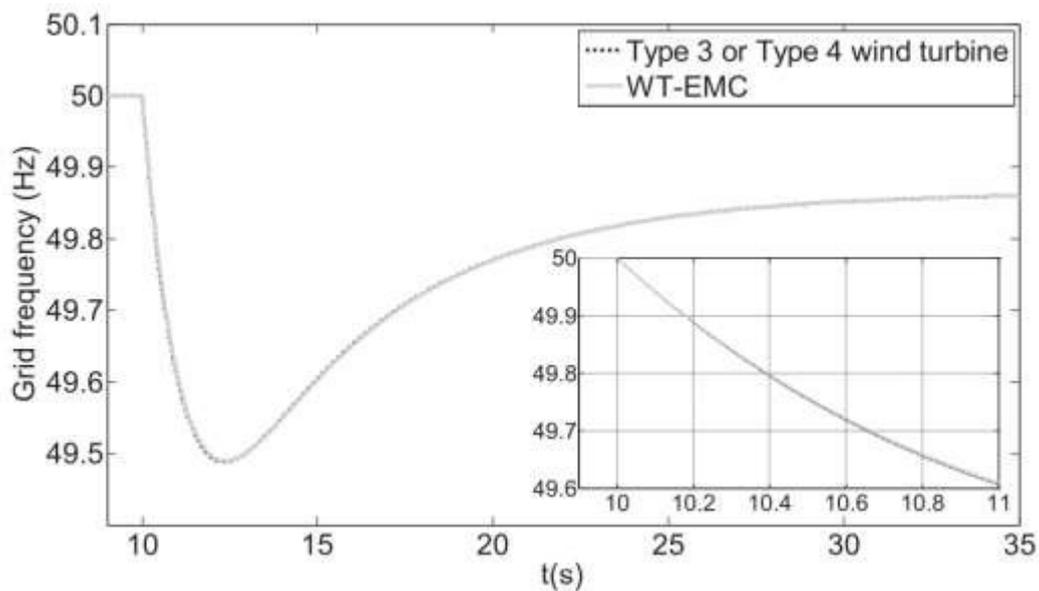
No modelo da turbina eólica baseada no acoplador eletromagnético, o gerador síncrono está acoplado diretamente à rede. Comparado com os tipos 3 e 4, este conceito tem melhor capacidade em termos de sobrecarga transitória, suporte de tensão de rede e passagem de falta e maior inércia inerente, aumentando sua capacidade de suporte de frequência. Entretanto, dada a redução de inércia devido a configuração de acionamento, uma potência adicional também deve ser gerada em um curto intervalo de tempo para melhorar a dinâmica da frequência de rede.

Na literatura atual sobre o controle de suporte de frequência para este tipo de turbina, há 2 modelos de controle utilizados: (i) controle de inércia e controle de queda, os mesmos usados nas turbinas tipos 3 e 4; (ii) controle baseado no torque eletromagnético do gerador síncrono.

No primeiro modelo de controle, apesar de usar os mesmos métodos das turbinas tipo 3 e 4, há uma importante diferença: o sinal de entrada é a velocidade do gerador síncrono, mais estável e pode ser medida precisamente, ao invés da frequência de rede, evidenciando uma vantagem interessante.

Em (NICOLAOS et al., 2014), um ambiente de simulação integrado baseado no código aeroelástico HAWC2 e software SIMULINK é usado para um estudo de caso a fim de analisar este tipo de controle. Construiu-se um modelo de turbina eólica baseada no acoplador eletromagnético de 2 MW e estudou-se a capacidade de suporte de frequência. Um parque eólico é simulado com um sistema de potência de 60 MW, com a presença de 6 geradores de 2 MW. No instante $t=10s$, uma carga de 5 MW é inserida para simular o aumento repentino de carga e gerar a variação de frequência. Na figura 34, há o gráfico da frequência em função do tempo para as turbinas tipo 3 ou 4 e para a turbina baseada no AE, sem quaisquer propostas de controle implementadas.

Figura 34 - frequência de rede versus tempo sem implementação do controle

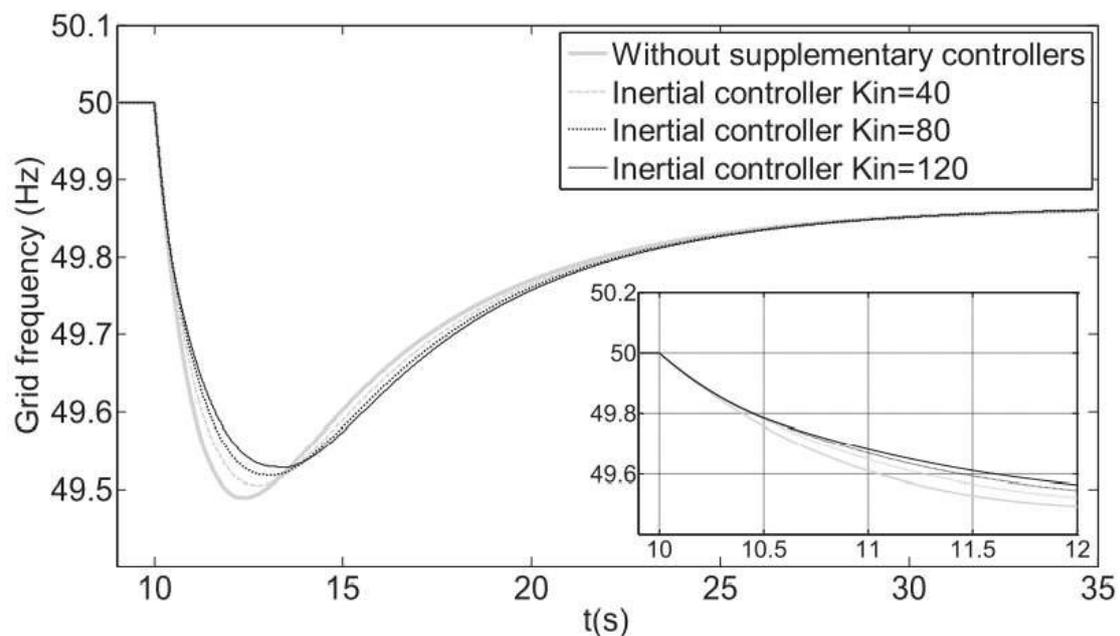


Fonte: (Nicolaos et al., 2013)

Neste gráfico, percebe-se a queda da frequência de rede após o aumento da carga. Os dois modelos de turbina se comportam de forma praticamente igual, sem inércia inerente suficiente para sustentar a frequência.

Na figura 35, encontra-se o gráfico frequência x tempo com a implementação do controle inercial na turbina eólica baseada no AE para diferentes ganhos. Observa-se uma menor variação da frequência, ratificando a eficiência do modelo de controle.

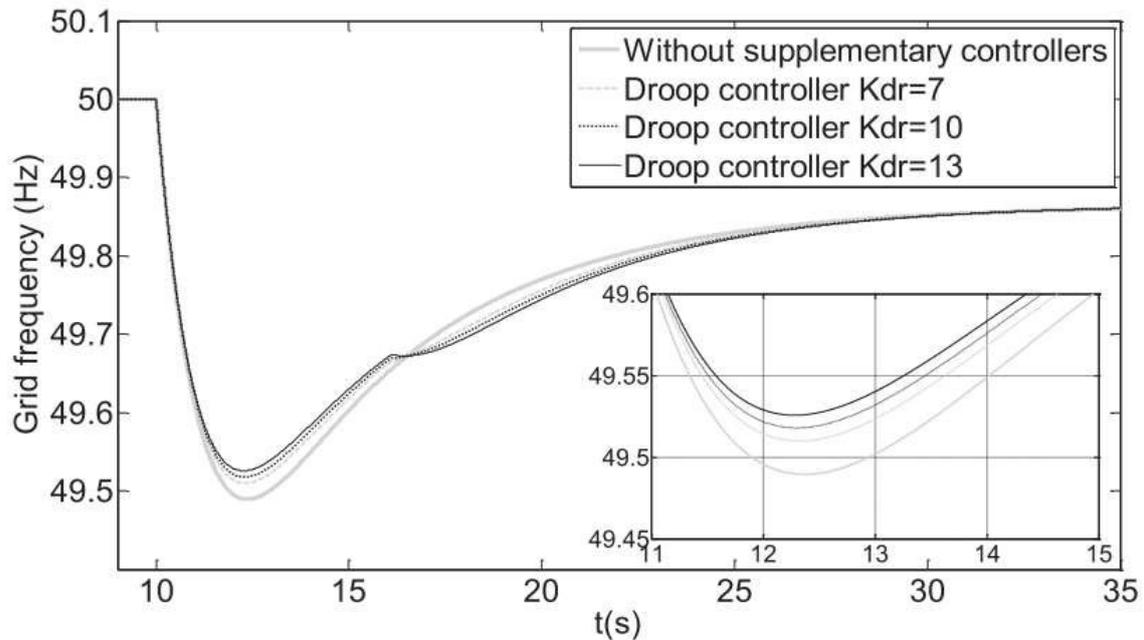
Figura 35 - frequência de rede versus tempo com implementação do controle inercial



Fonte: (Nicolaos et al., 2013)

Na figura 36, encontra-se o gráfico frequência x tempo com a implementação do controle de queda na turbina eólica baseada no AE para diferentes ganhos. Observa-se uma menor variação da frequência, ratificando a eficiência do modelo de controle.

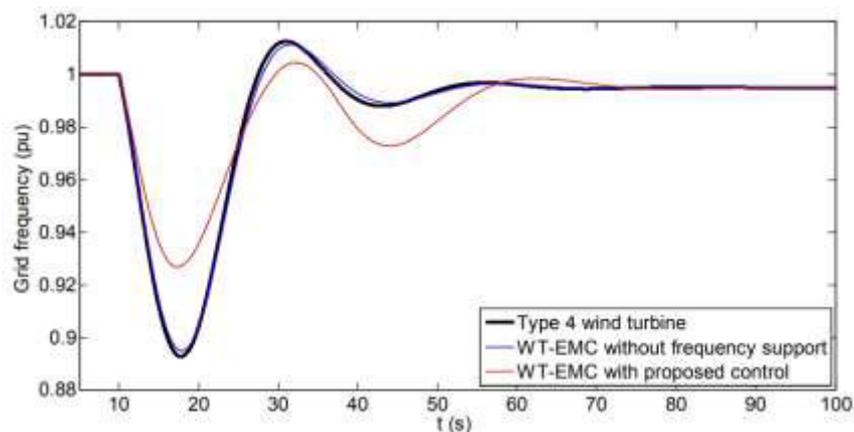
Figura 36 - frequência de rede versus tempo com implementação do controle de queda



Fonte: (Nicolaos et al., 2013)

Em (XINZHEN et al., 2017), um novo modelo de controle é proposto. Baseado no torque eletromagnético do gerador síncrono, obtido de forma mais rápida que a frequência de rede e do que a velocidade síncrona do gerador, o torque mecânico do gerador síncrono é controlado para rastrear seu torque eletromagnético a fim de melhorar a característica dinâmica da frequência de rede. Um sistema de potência simulado consiste em um gerador síncrono de 200 MVA, representando uma usina convencional, e um parque eólico composto de 25 turbinas eólicas com acoplador eletromagnético, cada uma de 2 MW. A carga é alimentada pela usina convencional e pelo parque eólico em uma relação de 160 MW e 40 MW, respectivamente. O aumento de carga é simulado conectando uma carga de 20 MW no instante $t=10$ s. Na figura 37, mostra-se o gráfico da frequência em relação ao tempo, com e sem o controle proposto. É nítida a melhora da capacidade de suporte de frequência com o controle adotado.

Figura 37 - frequência x tempo para o controle de frequência baseado no torque



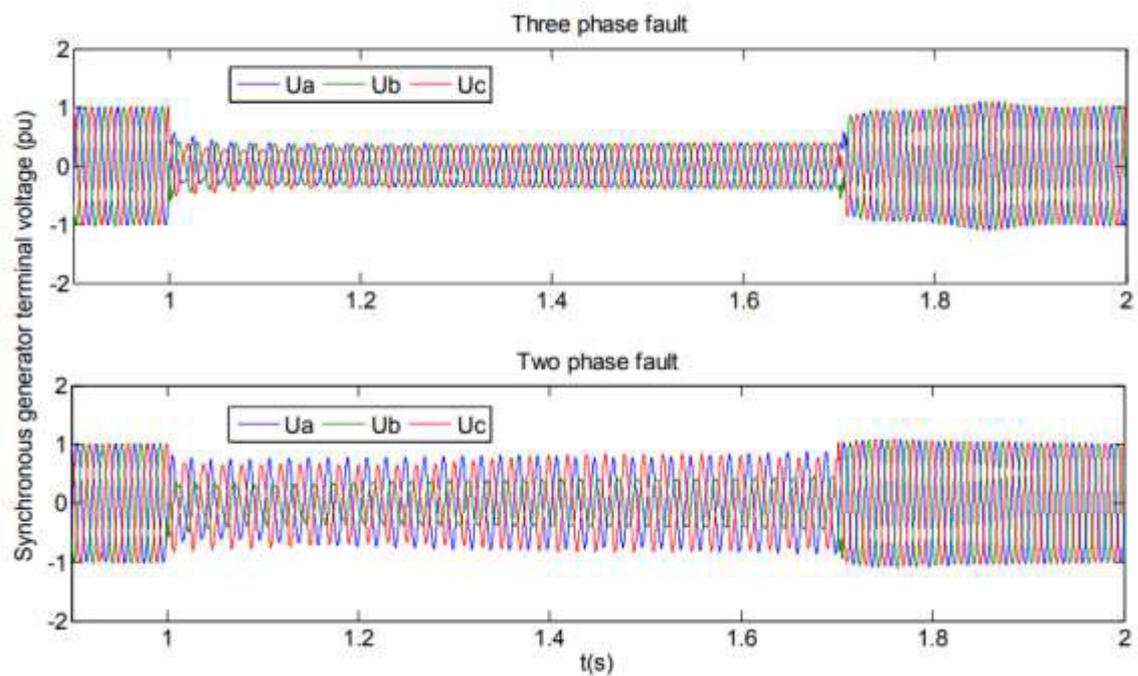
Fonte: (Xinzhen et al., 2013)

5.5. Capacidade de passagem de falta (FRT)

Com o rápido aumento dos níveis de energia eólica no sistema de energia, os requisitos de capacidade de passagem de falta (Fault Ride-Through –FRT, em inglês) foram introduzidos em diversos países (YOU et al., 2013)

A fim de estudar a capacidade de passagem de falta nas turbinas eólicas baseadas no AE, curtos-circuitos bifásico e trifásico são aplicados em um barramento de 35 KV no instante $t=1s$; as faltas são retiradas após 0,7 s. Comparadas com os requisitos de (VASCONCELOS et al., 2015), as faltas impostas nesta simulação são mais severas. A plataforma de simulação faz uso do código aeroelástico HAWC2 e software SIMULINK com uma turbina de 2 MW. Um gerador síncrono classificado em 2,5 MVA, 690 V, 150 rpm é usado. A figura 38 mostra as tensões no terminal do gerador no momento do curto-circuito.

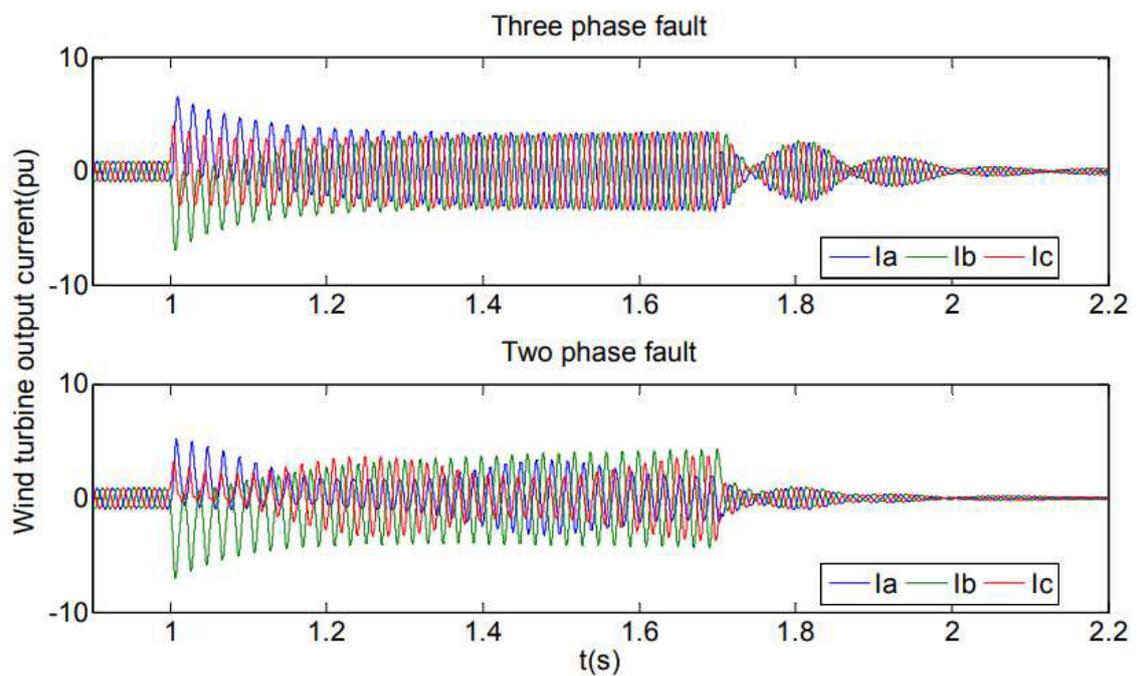
Figura 38 - tensões nos terminais do gerador



Fonte: (You et al., 2013)

As correntes nas três fases são mostradas na figura 39, evidenciando o aumento destas.

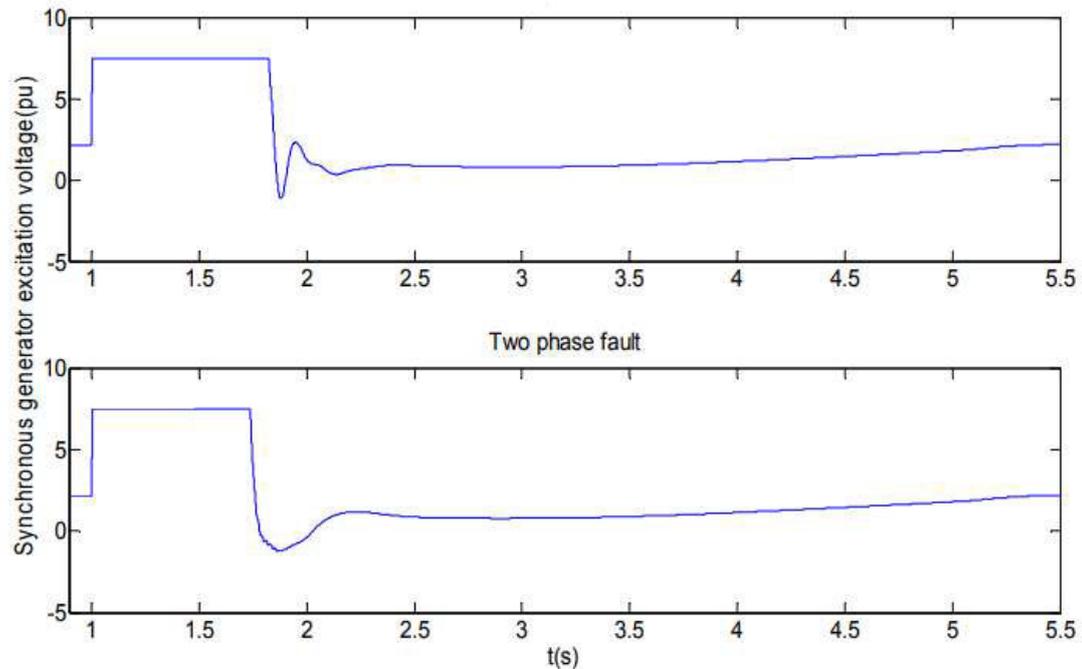
Figura 39 - correntes nos terminais do gerador síncrono



Fonte: (You et al., 2013)

Durante a falta, uma das respostas do sistema aparece na tensão de excitação. Esta é aumentada para manter a tensão nos terminais do gerador síncrono. Tal fato é evidenciado na figura 40.

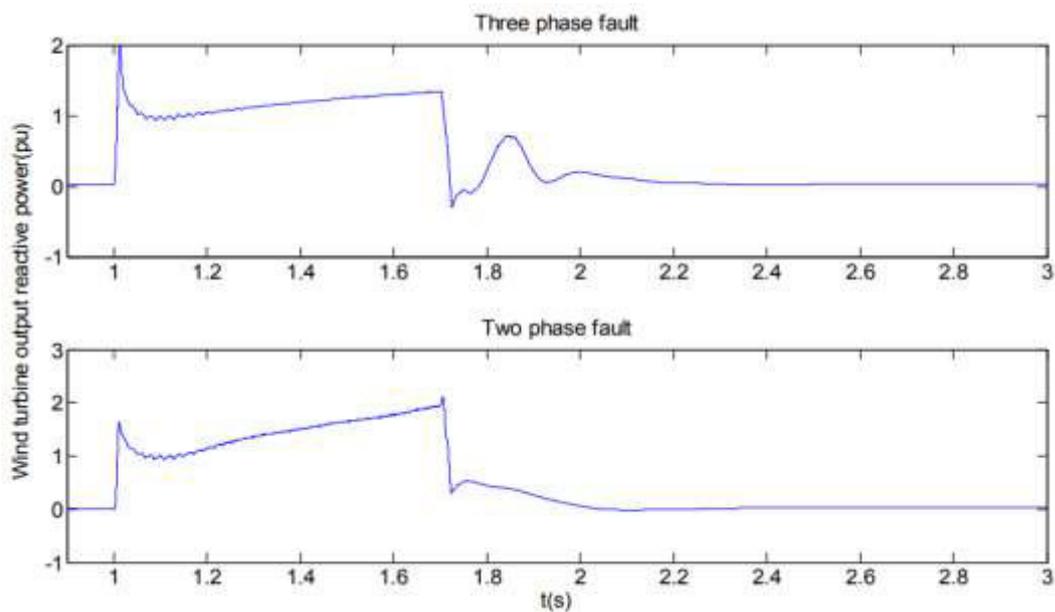
Figura 40 - tensão de excitação do gerador síncrono



Fonte: (You et al., 2013)

Durante a falta, o gerador síncrono produz apenas potência reativa. A corrente mostrada na figura 39 é inteiramente reativa, pode atingir valores até três vezes o valor nominal a fim de manter a tensão no terminal do gerador. Com o fim da falta, a potência reativa volta a decrescer para o valor zero, mantendo o fator de potência da turbina em um (YOU et al., 2013). Esse fato é mostrado na figura 41.

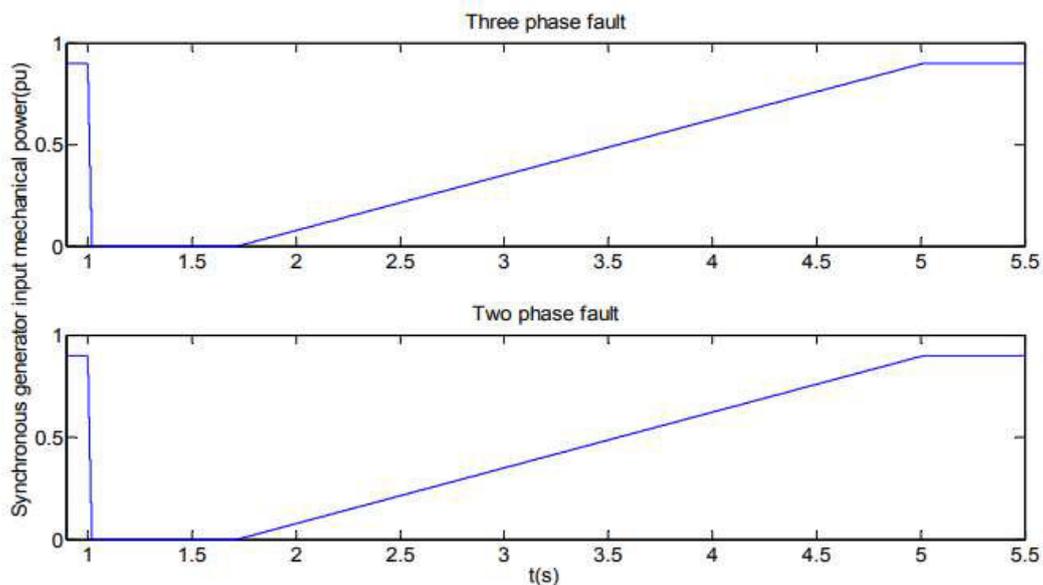
Figura 41 - potência reativa de saída do gerador síncrono



Fonte: (You et al., 2013)

Quando a falta ocorre, devido à baixa tensão nos terminais do gerador, o conversor é controlado a bloquear a saída PWM. Na figura 42, é mostrado o comportamento da potência mecânica de entrada no gerador síncrono.

Figura 42 - potência mecânica de entrada do gerador síncrono

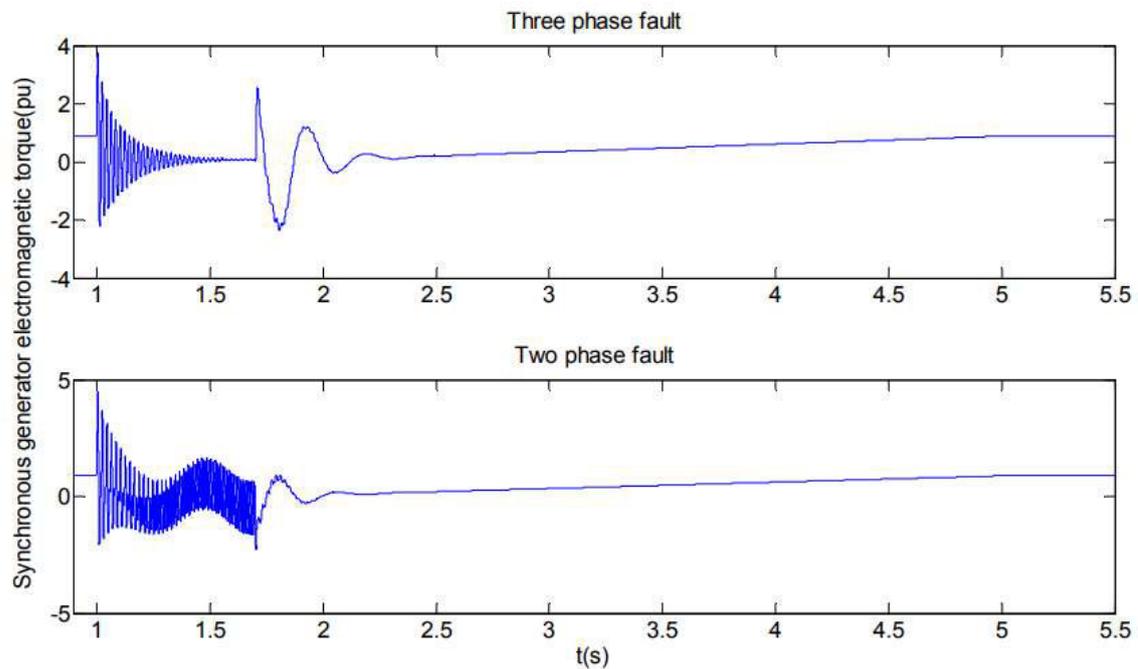


Fonte: (You et al., 2013)

O torque eletromagnético no gerador síncrono é mostrado na figura 43. Como esperado, durante a falta, as oscilações de torque são notadas, porém não são transmitidas

para o sistema de acionamento primário, já que o AE pode desacoplar totalmente o gerador síncrono da caixa multiplicadora de velocidade.

Figura 43 - torque eletromagnético no gerador síncrono



Fonte: (You et al., 2013)

6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho propôs elaborar um estudo sobre o uso de acoplador eletromagnético em turbinas de grande porte e discutir os trabalhos mais importantes acerca do assunto na literatura atual.

Uma modelagem matemática foi feita sobre as características de uma turbina eólica e sobre a máquina de indução, peça fundamental na constituição do AE. Na turbina, conceitos importantes, como o coeficiente de performance e o conceito de Betz, foram explorados de forma objetiva. Na MI, a matriz de indutâncias e a transformação dq0 fornecem a base matemática para a análise do sistema em regime permanente e suas consequências, como o equacionamento das potências ativa e reativa, das tensões e correntes no estator e no rotor do AE e do torque eletromagnético.

Foi mostrado que esta nova topologia possui modos de operação diferentes dos modos das turbinas convencionais e, conseqüentemente, estratégias de controle diferentes. Os modos start e sincronização, operação após conexão com a rede e desconexão e stop foram abordados na teoria e exemplificados a partir de um estudo recente em uma plataforma experimental.

A eficiência de transmissão do acoplador também foi outro aspecto discutido neste trabalho. O seu conceito e a análise dos resultados de um estudo experimental ratificaram a alta taxa de transmissão do AE para diferentes pontos de operação.

Com o rápido crescimento da participação da energia eólica nos sistemas de potência em todo o mundo, a qualidade de energia se torna um tema de suma importância, já que variações de frequência e tensão podem ocorrer, e para isso, necessita-se de um sistema que promova uma resposta rápida e eficaz. A capacidade do suporte de frequência foi investigada a partir de 3 propostas de controle: (i) controle inercial e controle de queda, já usados nas turbinas tipo 3 e 4, porém tendo como sinal de entrada a velocidade síncrona do gerador, medida de forma mais rápida e precisa; (ii) o controle por meio do torque eletromagnético, obtido de forma ainda mais rápida que a velocidade síncrona. Simulações feitas em trabalhos anteriores e discutidas neste confirmam a eficiência das estratégias de controle propostas.

Outro critério importante na qualidade de energia é a capacidade de suporte de tensão. Ao investigá-la em situações de falta severa na rede por meio de simulações feitas

em (YOU et al., 2013), percebeu-se o comportamento positivo deste modelo, superior às turbinas tipo 3 e 4.

Visando trabalhos futuros, são propostos os seguintes tópicos:

- Desenvolvimento de um modelo mais compacto (mais leve e de menor tamanho) de acoplador eletromagnético, facilitando sua instalação;
- Estudo de novos modelos de caixa multiplicadora de velocidade, com menos custo e maior vida útil;
- Desenvolvimento de topologias que usem o acoplador eletromagnético conectado à outra fonte de energia ao invés da rede.

7. REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T. *Wind Power in Power Systems*. Chichester: John Wiley & Sons, 2005.

Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro.

CHAPMAN S.J., 2013, **Fundamentos de Máquinas Elétricas**, 5 ed., McGraw-Hill, Inc., Colômbia

EL-SHARKAWI, M. A. **Wind Energy: An Introduction**. Boca Raton: CRC Press, 2016.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR., C.; UMANS, S. D. **Máquinas elétricas**. Tradução de Anatólio Laschk. 6ª. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006. 648 p. ISBN 85-60031-04-9.

Global Wind Report 2021. Global Wind Energy Council. Bruxelas, p. 9. 2021.

HAU, E. *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. 3ª. ed. Munich: Springer, 2013.

J. CHEN, Q. ZHOU, J. CHAI, D. BI, X. SUN AND W. LIU, “VSCF wind turbine generator based on an electromagnetic coupler,” **Journal of Tsinghua University (Science and Technology)**, Vol. 51, No. 3, pp. 361-366, Mar. 2011

LI, Y.; YANG, P.; WANG, H. Study of double rotor speed-regulating wind power generation system. **EURASIP Journal on Wireless Communications and Networking**. (2018) 2018:166

SILVA, P. V. **Regulador Eletromagnético de Frequência aplicado no controle de velocidade de geradores eólicos**. Tese de Doutorado (Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica e Engenharia de Computação) - UFRN. Natal, p. 83. 2015.

RAMOS, T. A. **Um sistema eficiente de máquinas elétricas para geração de energia de energia eólica com acionamento por meio de um regulador eletromagnético de frequência**. Tese de Doutorado (Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica e Engenharia de Computação) - UFRN. Natal, 2019.

VASCONCELOS, C. H. S.; FERREIRA, A. C.; STEPHAN, R. M. Wind turbine generator system based on Cascaded Doubly Fed Induction Generator. **2015 IEEE 13th**

Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power Electronics Conference, Fortaleza, Dezembro 2015.

YARAMASU, V. et al. High-Power Wind Energy Conversion Systems: State-of-the-Art and Emerging Technologies. **Proceedings of the IEEE**, 103, n. 5, Maio 2015. 740-788.

YOU, R. et al. A novel wind turbine concept based on an Electromagnetic Coupler and the study of its fault ride-through capability. **Energies**, 6, 2013. 6120-6136

YOU, R. et al. Improvement of grid frequency dynamic characteristic with novel wind turbine based on electromagnetic coupler. **Renewable Energy**, 113, Dezembro 2017. 813-821.

YOU, R. et al. Experimental Study on Frequency Support of Variable Speed Wind Turbine Based on Electromagnetic Coupler. **Journal of Power Electronics**, Vol. 18, No. 1, pp. 195-203, January 2018

YOU, R. et al. Experimental study of variable speed wind turbine based on electromagnetic couplers. **Proc. Chin. Soc. Electr. Eng.** 2013, 33, 92–98

YOU, R. et al. Variable speed wind turbine based on electromagnetic coupler and its experimental measurement, in: **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, Washington D.C., USA, July 2014, pp. 1e5.