

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL ELÉTRICA/ELETROTÉCNICA

DIOGO MARTINS ROSA
MARCO ANTONIO BOLSON
LUIZ ANDRÉ MOTTA DE MORAES

**COMPORTAMENTO DOS GERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE
ALIMENTADOS EM TURBINAS EÓLICAS DE 1,5MW**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

CURITIBA

2013

DIOGO MARTINS ROSA
MARCO ANTONIO BOLSON
LUIZ ANDRÉ MOTTA DE MORAES

COMPORTAMENTO DOS GERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADOS EM TURBINAS EÓLICAS DE 1,5MW

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado à disciplina TCC 2, do curso de Engenharia Industrial Elétrica - Ênfase em Eletrotécnica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Clider A. de Souza Silva

CURITIBA

2013

Diogo Martins Rosa
Marco Antonio Bolson
Luiz André Motta de Moraes

Comportamento dos geradores de indução duplamente alimentados em turbinas eólicas de 1,5MW.

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 11 de Setembro de 2013.

Prof. Emerson Rigoni, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemahlen Gehrke Castagna, Mestre
Coordenadora dos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Prof. Clider A. de Souza Silva, Mestre
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Prof. Clider A. de Souza Silva, Mestre
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Gilberto Manoel Alves, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof. Eloi Rufatto Júnior, Mestre
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar aos familiares e namoradas, os quais sem, não conseguiríamos chegar onde chegamos, pois sem eles não haveria motivação para erguer a cabeça e seguir em frente nos momentos difíceis do curso de Engenharia Elétrica com ênfase em Eletrotécnica.

Aos professores da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, sem os quais não teríamos o conhecimento suficiente para ganharmos o título de Engenheiro.

Ao orientador e professor com muito carinho pelo apoio e ajuda em todas as dúvidas que surgiram ao longo do desenvolvimento do trabalho.

Por fim aos amigos os quais sempre apoiaram e estiveram ao lado nos momentos difíceis.

RESUMO

BOLSON, Marco Antonio. MORAES, Luiz André Motta. ROSA, Diogo Martins. Comportamento dos geradores de indução duplamente alimentados em turbinas eólicas de 1,5MW. 2013. 99 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia Elétrica – Ênfase em Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

Dentre as diferentes maneiras de gerar energia eólica, uma delas consiste na utilização de uma máquina de indução com rotor bobinado, onde este é duplamente alimentado pela rede, sendo de forma direta no estator, e através de conversores no rotor. O presente trabalho apresenta o estudo e a simulação desta forma de gerar energia. O motivo pelo qual se utiliza este método na geração eólica é a possibilidade de poder fornecer potência elétrica à rede em frequência constante, porém utilizando diferentes velocidades de rotação da máquina. Este método é bastante utilizado e por se tratar de geração eólica é interessante que o gerador permita operar em diferentes velocidades de rotação, pois assim a turbina poderá trabalhar em alta eficiência para diferentes velocidades de vento. Ao final do trabalho são consolidados os dados da simulação realizada utilizando o *software* MATLAB.

Palavras Chaves: Energia eólica, máquina de indução com rotor bobinado, duplamente alimentado.

ABSTRACT

BOLSON, Marco Antonio. MORAES, Luiz André Motta. ROSA, Diogo Martins. Analysis of doubly-fed induction generators in wind turbines of 1,5MW. 2013. 99 f. Trabalho de Conclusão de Curso – Graduação em Engenharia Elétrica – Ênfase em Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2013.

Among the different ways to generate wind energy, one is the use of an induction machine with a wound rotor, where it is doubly-fed by the electrical system, being fed directly in the stator and in the rotor through converters. This paper presents the simulation study and these generate energy. The reason this method has been used in wind generation was about the possibility to provide electrical power to the network system at constant frequency and using different rotation speeds of the machine. This method is widely employed because in wind generation is interesting when the generator allows operating at different rotation speeds, in this way the turbine can work in high efficiency for different wind speeds. Consolidated data of the simulation using MATLAB software will be shown at the end of the work.

Key words: Wind energy, induction machine with a wound rotor, doubly fed.

LISTA FIGURAS

Figura 1.1 – Cronograma de atividades	22
Figura 2.1 - Moinho de vento tipo leque sendo utilizado para bombear água.....	25
Figura 3.1 - Moinho de vento tipo Pérsia.....	30
Figura 3.2–Representação das forças no perfil de uma pá de turbina moderna	32
Figura 3.3 – Rotor bobinado da maquina de indução.....	36
Figura 3.4 - Correntes trifásicas alternadas equilibradas	36
Figura 3.5 - Representação do campo magnético girante em três instantes diferentes.	37
Figura 3.6 - Curvas torque x velocidade $V1 =$ tensão nominal aplicada, $V2 = 0,7V1$	40
Figura 3.7 - Controle de velocidade com adição de resistência ao rotor	41
Figura 3.8 - Cinco diferentes situações para controle de velocidade por injeção de tensão.....	43
Figura 3.9 - Turbina eólica operando em velocidade variável	46
Figura 3.10 – Sistema elétrico de geração utilizando o gerador duplamente alimentado	47
Figura 3.11 - Gerador de indução duplamente alimentado. Acionamento Kramer Estático.....	49
Figura 3.12 - Gerador de indução duplamente alimentado com acionamento Scherbius Estático, baseados em cicloconversores.....	50
Figura 3.13 - Esquema simplificado de Gerador de Indução Duplamente alimentado com Acionamento Schérbius Estático – Sistema Anti-Paralelo PWM.....	51

Figura 3.14 – Operação do GIDA no modo sub-síncrono	52
Figura 3.15 - Operação do GIDA no modo sob-síncrono	53
Figura 4.1 – Diagrama do sistema simulado	54
Figura 4.2 – Curva de potência ativa gerada x tempo no momento da energização.....	58
Figura 4.3 – Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 7 m/s (pu) ...	59
Figura 4.4 - Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 8 m/s (pu)	60
Figura 4.5 – Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 9 m/s (pu) ...	61
Figura 4.6 – Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 10 m/s (pu) .	62
Figura 4.7 - Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 11 m/s (pu)..	63
Figura 4.8 - Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 12 m/s (pu)..	64
Figura 4.9 - Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 13 m/s (pu)..	65
Figura 4.10 - Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 14 m/s (pu)	66
Figura 4.11 – Curva potência ativa gerada x velocidade do vento do aero gerador estudado.....	66
Figura 4.12 – Rotação do eixo (pu) e ângulo de ataque em função do tempo para um vento de 15 m/s.....	67
Figura 4.13 – Curva potência ativa gerada x tempo para um vento de 15 m/s	68
Figura 4.14 – Curvas dos torque mecânico (pu) e elétrico (pu) respectivamente para ventos para ventos com velocidade de 15 m/s.....	69

Figura 4.15 - Rotação do eixo (pu) e ângulo de ataque em função do tempo para um vento de 20 m/s.....	70
Figura 4.16 - Curva potência ativa gerada x tempo para um vento de 20 m/s	71
Figura 4.17 – Curvas de torque mecânico (pu) e elétrico (pu) respectivamente.	72
Figura 4.18 – Curvas de velocidade do vento (m/s) rotação do eixo (pu) e ângulo das pás (graus) em função do tempo, para uma rajada de vento.	73
Figura 4.19 – Curva da potência ativa gerada frente à rajada de vento com velocidade de 23m/s.....	74
Figura 4.20 – Curvas de torque mecânico (pu) e elétrico (pu) em função do tempo frente à rajada de vento com velocidade de 23m/s.	75
Figura 4.21 - Curvas de velocidade do vento (m/s) rotação do eixo (pu) e ângulo das pás (graus) em função do tempo, para uma falta de vento.	76
Figura 4.22 - Curva da potência ativa gerada frente à falta de vento que chega a 7 m/s.	77
Figura 4.23 – Curvas de velocidade de vento (m/s), velocidade de rotação (pu) e ângulo de passo (graus) para vento oscilatório com velocidades acima da nominal	78
Figura 4.24 – Curvas de torque mecânico e elétrico para ventos oscilatórios acima do nominal.....	79
Figura 4.25 – Curva de potência ativa gerada (pu) para ventos oscilatórios com velocidades acima da nominal	80
Figura 4.26 – Curvas de velocidade de vento (m/s), velocidade de rotação (pu) e ângulo de passo (graus) para vento oscilatório com velocidades abaixo da nominal	81

Figura 4.27 – Curvas de torque mecânico (pu) e elétrico (pu) para ventos oscilatórios com velocidades abaixo da nominal.....	82
Figura 4.28 – Curva de potência ativa gerada (pu) para ventos oscilatórios com velocidades abaixo da nominal	83
Figura 4.29 – Queda em rampa de 0,05 pu na tensão do sistema de 138 kV.....	84
Figura 4.30 – Curvas de potência reativa (pu) e ativa (pu) gerada no momento da queda de tensão de 0,05 pu do sistema de 138 kV	85
Figura 4.31 – Curvas de velocidade de rotação do eixo (pu) e ângulo de passo (graus) no momento do fornecimento de potência reativa.....	86
Figura 4.32 – Curvas de torque mecânico (pu) e elétrico (pu) durante o fornecimento de potência reativa indutiva.....	87
Figura 4.33 – Subida em rampa de 0,05 pu na tensão do sistema de 138 kV	88
Figura 4.34 Curvas de potência reativa (pu) e ativa (pu) gerada no momento da queda de tensão de 0,05 pu do sistema de 138 kV	89
Figura 4.35 - Curvas de velocidade de rotação do eixo (pu) e ângulo de passo (graus) no momento do fornecimento de potência reativa.....	90
Figura 4.36 - Curvas de torque mecânico (pu) e elétrico (pu) durante o fornecimento de potência reativa capacitiva	91
Figura 4.37 – Curvas de potência reativa (pu) e ativa (pu) durante um curto-circuito fase-terra de 2 segundos.....	92
Figura 4.38 – Curvas de velocidade de rotação do eixo e ângulo de passo durante um curto-circuito fase-terra de 2 segundos de duração.	93

Figura 4.39 – Curvas de torques mecânico (pu) e elétrico (pu) durante a falta fase-terra.

.....94

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Quantidade de energia eólica gerada no SIN.....	24
Tabela 4.1 – Parâmetros do barramento infinito	55
Tabela 4.2–Parâmetros da linha de transmissão	55
Tabela 4.3 – Parâmetros do transformador elevador	55
Tabela 4.4 – Parâmetros do gerador de indução de rotor bobinado	56
Tabela 4.5 – Parâmetros do sistema de conversão	57

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1.1 - Energia hidráulica (Sudeste) e energia eólica em Palmas - 1979 – 1992 .	20
Gráfico 2.1 - Quantidade de energia eólica gerada no SIN	23
Gráfico 2.2 - Boletim mensal de geração eólica no Brasil – Janeiro de 2013	27

SIMBOLOGIA

E_c	energia cinética (J)
m	massa (kg)
v	velocidade (m/s)
P	Potência do vento (W)
ρ	Densidade do ar = 1.225kg/m ³
A	Área da passagem do vento (m ²)
C_p	Coefficiente de potência = 0,593 para condição ideal
D	Força de arrasto (N)
C_a	Coefficiente de arrasto
u	Velocidade das pás (m/s)
v	Velocidade do vento (m/s)
ω	Velocidade angular (rad/s)
F_d	Força de arrasto
F_l	Força de sustentação
V_w	Velocidade do Vento
V_{tan}	Velocidade tangencial
V_{res}	Velocidade resultante
C_L	coeficiente de sustentação
α	ângulo de ataque

i_a, i_b, i_c	correntes da fase A, B e C
f_s	frequência síncrona
n_s	velocidade síncrona
p	número de polos do enrolamento do estator
s	escorregamento do gerador em forma percentual
n	velocidade angular do eixo do rotor em rpm
f_r	frequência na bobina do rotor
\dot{V}_i	tensão injetada no gerador
$s\dot{E}_2$	tensão induzida no rotor
\dot{E}_R	tensão resultante no rotor
\dot{I}_2	corrente no rotor
n'	nova velocidade angular do eixo do rotor
n_s	rotação síncrona (rpm)
s'	novo escorregamento da máquina
ω_n	velocidade de rotação do rotor

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
kW	Quilowatts
IAE-CTA	Instituto de Aeronáutica e Espaço Comando-GeralTecnologia
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
kVA	Quilovolt-Ampére
MW	Megawatt
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GWh	Gigawatts-hora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
SIN	Sistema Interligado Nacional
CA	Corrente Alternada
RPM	Rotações por minuto
CC	Corrente contínua
PWM	<i>Pulse-WidthModulation</i> (Modulação de Largura de Pulso)
V	Volts
R1	Resistência de sequência positiva
R0	Resistência de sequência zero
L1	Indutância de sequência positiva
L0	Indutância de sequência zero
C1	Capacitância de sequência positiva
C0	Capacitância de sequência zero
J	Joules

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	18
1.1	PROBLEMA.....	19
1.2	JUSTIFICATIVA.....	19
1.3	OBJETIVOS GERAIS	20
1.4	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
1.5	CRONOGRAMA	22
2	ESTADO DA ARTE DA ENERGIA EÓLICA	22
2.1	INTRODUÇÃO.....	22
2.2	HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	25
3	FUNCIONAMENTO DA GERAÇÃO EÓLICA	28
3.1	CONCEITOS BÁSICOS	28
3.2	TURBINA EÓLICA.....	29
3.2.1	TURBINAS AS QUAIS UTILIZAM FORÇA DE ARRASTO	30
3.2.2	TURBINAS AS QUAIS UTILIZAM FORÇA DE SUSTENTAÇÃO.....	31
3.3	CAIXA DE ENGRENAGENS	33
3.4	ESTRUTURAS E TORRES	34
3.5	MÁQUINA DE INDUÇÃO COM ROTOR BOBINADO	35
3.5.1	PARTES CONSTITUINTES DA MÁQUINA.....	35
3.5.2	CAMPO MAGNÉTICO GIRANTE	36
3.5.3	ESCORREGAMENTO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO.....	37
3.5.4	CONTROLE DA VELOCIDADE	39
3.6	CONTROLE AERODINAMICO.....	44
3.7	TURBINAS EÓLICAS OPERANDO EM VELOCIDADE VARIÁVEL.....	45
3.8	SISTEMA ELÉTRICO DE GERAÇÃO UTILIZANDO VELOCIDADE VARIÁVEL	47
3.8.1	EVOLUÇÃO DO SISTEMA GIDA	48
3.8.2	MODOS DE OPERAÇÃO DO GIDA	51
4	SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	54
4.1	PARÂMETROS DO SISTEMA	54
4.1.1	BARRAMENTO INFINITO E INDUTÂNCIA MUTUA	55
4.1.2	LINHA DE TRANSMISSÃO	55
4.1.3	TRANSFORMADOR ELEVADOR	55

4.1.4	TURBINA EÓLICA	56
4.1.5	GERADOR DE INDUÇÃO DE ROTOR BOBINADO	56
4.1.6	SISTEMA DE CONVERSORES	57
4.2	COMPORTAMENTO DO GIDA INTERLIGADO AO SISTEMA ELÉTRICO	57
4.2.1	CURVA DE ENERGIZAÇÃO	57
4.2.2	CURVA POTÊNCIA ATIVA X VENTO	58
4.2.3	COMPORTAMENTO DO GERADOR COM VENTOS ACIMA DO NOMINAL	67
4.2.4	COMPORTAMENTO DO GERADOR SOB RAJADAS E FALTAS DE VENTO.....	73
4.2.5	COMPORTAMENTO DO GERADOR SOB VENTOS OSCILATÓRIOS	77
4.2.6	COMPORTAMENTO DO GERADOR NO FORNECIMENTO DE POTÊNCIA REATIVA.....	83
4.2.7	COMPORTAMENTO DO GERADOR NA PRESENÇA DE CURTO CIRCUITO	91
5	CONCLUSÃO	95
6	REFERÊNCIAS	96

1 INTRODUÇÃO

A grande massa consumidora de energia apresentou um aumento de demanda nas últimas décadas, o que se fez necessário devido ao avanço da tecnologia e aumento da população mundial. Fontes como carvão e petróleo, que já vêm sendo a muito tempo utilizadas, são fontes, as quais vistas a longo prazo, finitas na natureza. A cada ano que passa a necessidade de geração de energia através de fontes renováveis e que não tragam dano ao meio ambiente cresce. Fontes ditas como autossustentáveis, pois utilizam recursos que teoricamente são inesgotáveis, como por exemplo o vento e o Sol, estão cada vez mais ganhando incentivos privados e governamentais.

A energia eólica, a qual se encaixa na lista de fontes renováveis com um baixíssimo impacto ambiental, já se encontra extremamente competitiva comercialmente. Ultimamente a eólica tem ganhado das Pequenas Centrais Hidrelétricas nos leilões de energia no Brasil, com preços mais competitivos, pois o seu custo de fabricação tem diminuído com o passar dos anos devido à produção em escala (ANEEL, 2013).

Um dentre outros vários métodos de gerar energia eólica é utilizando o Gerador de Indução Duplamente Alimentado. Esta é uma máquina de indução, com rotor bobinado. Ele se chama Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA), pois não apenas seu estator, mas o rotor também é alimentado. Esta máquina consegue trabalhar, mantendo uma boa eficiência, em uma larga faixa de velocidades de vento (MARQUES, 2004).

As turbinas eólicas modernas mais utilizadas são formadas por um eixo de rotação horizontal, três pás, gerador elétrico ligado a um multiplicador de velocidades o qual é ligado ao rotor da turbina, sistema de controle e uma subestação na saída da energia, responsável por elevar a tensão e controlar a qualidade e quantidade de energia gerada (ANEEL, 2013).

1.1 PROBLEMA

Visando analisar o comportamento de um gerador duplamente alimentado de 1,5 MW conectado diretamente à rede elétrica, sendo que este geralmente é de médio porte para cima, são formuladas perguntas como:

- Qual a eficácia do GIDA para aerogeradores de 1,5 MW?
- Como controlar a velocidade do gerador utilizando o inversor de frequência ligado na bobina do rotor?
- O GIDA é uma boa solução (elétrica) para uma turbina eólica de 1,5 MW?

É de se esperar encontrar a resposta para tais perguntas durante o estudo, para no final concluir com a visão geral de como se comportará esse tipo gerador aplicado a aerogeradores de aproximadamente 1,5 MW.

1.2 JUSTIFICATIVA

É possível observar uma complementariedade entre a hidrogeração e aerogeração no Brasil. Ao analisar o gráfico 1.1, o qual mostra a disponibilidade de energia em ambas as fontes de geração, observa-se claramente esta característica (SCHULTZ, 2005).

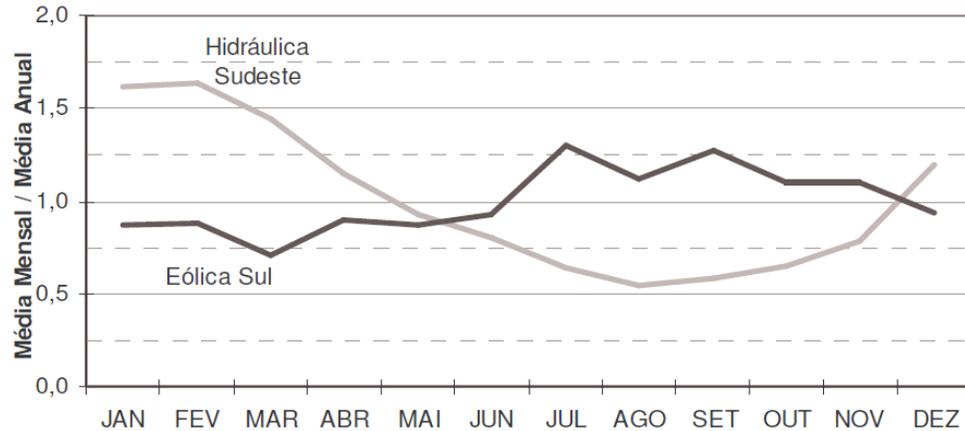


Gráfico 1.1 - Energia hidráulica (Sudeste) e energia eólica em Palmas/PR - 1979 – 1992

FONTE: SCHULTZ, 2005

A complementaridade da energia eólica e hídrica aqui no Brasil é algo que faz com que a geração utilizando aerogeradores seja uma ajuda para a estabilidade do sistema interligado. Pois em épocas de seca terá muito vento e em épocas úmidas pouco vento, havendo assim uma compensação das fontes de energia distintas.

Já em relação ao tipo de gerador, a aplicação do GIDA se torna uma boa alternativa, devido ao fato de as turbinas eólicas precisarem operar em diferentes velocidades, impossibilitando o uso de geradores síncronos sem conversores CA/CA. Os geradores de indução são mais robustos, necessitam de pouca manutenção periódica, apresentam menor custo, possuem alta densidade de potência e um bom rendimento em baixas velocidades (MARRA; POMILO, 2000).

1.3 OBJETIVOS GERAIS

Analisar um sistema de geração utilizando uma máquina de indução com rotor bobinado duplamente alimentado com uma potência nominal de 1,5MW, o qual será ligado através de uma linha de transmissão em um sistema elétrico (barramento infinito). Para tal simulação será utilizando o recurso “*Simulink*” do *software MATLAB*.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Apresentar o estado da arte da geração eólica.
- Pesquisar o funcionamento da conversão da energia eólica em elétrica.
- Fundamentar a teoria referente à geração eólica e o GIDA.
- Mostrar o motivo pelo qual o GIDA é uma das alternativas para a geração eólica.
- Estabelecer os parâmetros simulação.
- Encontrar a curva potência gerada x velocidade do vento.
- Analisar o comportamento aero gerador quando submetido a ventos com velocidades acima da nominal.
- Analisar o comportamento do aero gerador quando submetido a rajadas e faltas de vento.
- Analisar o comportamento do aero gerador quando submetido a ventos oscilatórios.
- Analisar o comportamento do aero gerador no fornecimento de potências reativas indutiva e capacitiva.
- Analisar o comportamento do aero gerador quando houver um curto-circuito no secundário do transformador elevador

1.5 CRONOGRAMA

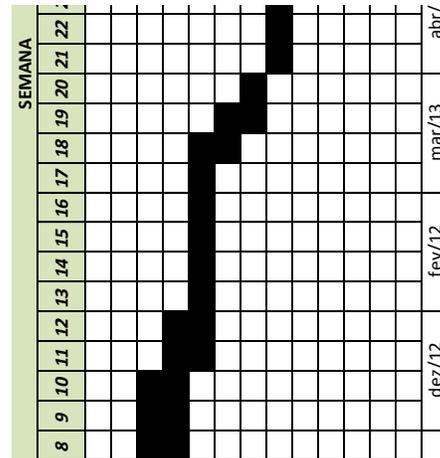


Figura 1.1 – Cronograma de atividades

2 ESTADO DA ARTE DA ENERGIA EÓLICA

2.1 INTRODUÇÃO

Dentre as fontes auto sustentáveis no Brasil a eólica vem crescendo bastante. Depois de ganhar competitividade no mercado de energia o incentivo governamental já não é mais necessário, agora o investidor privado investe pesado na construção de fazendas eólicas, o que há dez anos era inviável economicamente hoje é lucrativo em longo prazo. Com essa competitividade ascendente, o crescimento de volume de energia eólica gerada no Brasil tem um crescimento quase que exponencial de 2006 para cá.

O Gráfico 2.1 mostra o crescimento do montante de energia eólica gerado no Brasil desde 2006:

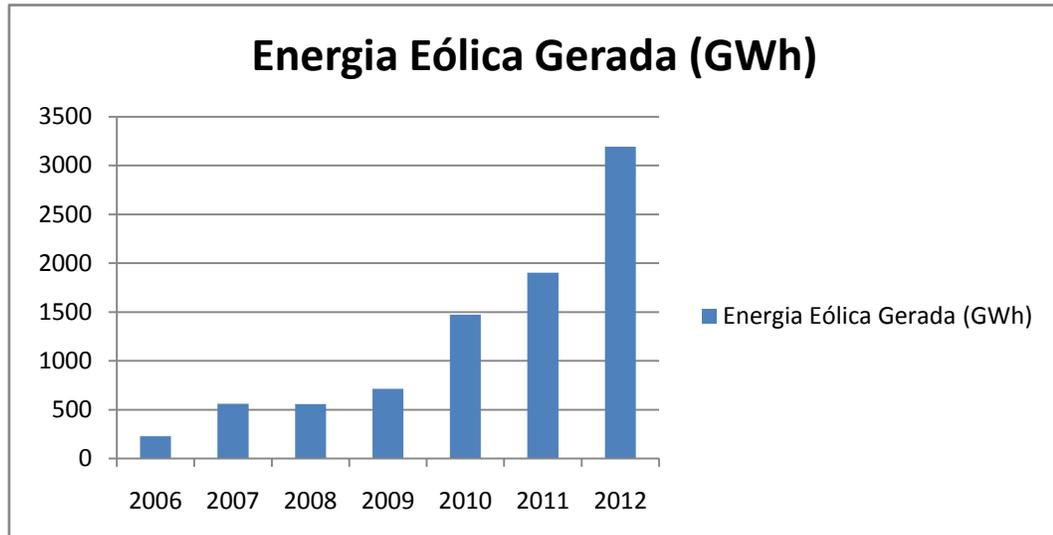


Gráfico 2.1 - Quantidade de energia eólica gerada no Sistema Interligado Nacional (SIN)

FONTE: ONS, 2013

Em 2006 a energia eólica gerada chegou a aproximadamente 230GWh, apenas seis anos depois esse número saltou para aproximadamente 3200 GWh, mais de dez vezes em apenas seis anos. É um crescimento que anuncia a força com a qual esta fonte está entrando no Brasil (ONS, 2013).

A Tabela 2.1 mostra em números o enorme crescimento:

Tabela 2.1 - Quantidade de energia eólica gerada no Sistema Interligado Nacional (SIN)

Geração de Energia no SIN							
Eólica (GWh)							
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Jan	0	44.51	54.33	43.64	82.38	70.9	264.11
Fev	0	36.36	42.52	33.2	109.97	63.65	185.01
Mar	0	28.73	29.24	40.39	108.67	75.61	173.58
Abr	0.35	37.41	22.59	24.21	76.13	42.69	184.96
Mai	1.47	39.73	41.15	29.98	104.7	66.1	215.25
Jun	4.83	39.83	41.81	43.86	108.74	113.01	208.98
Jul	18.13	45.05	37.33	40.1	108.48	150.13	283.37
Ago	27.84	65.26	52.1	58.16	154.1	239.81	339.27
Set	36.61	54.31	62.25	87.09	193.17	245.48	355.72
Out	51.41	67.41	58.43	103	142.17	262.02	330.71
Nov	47.55	48.96	64.05	108.68	157.93	294.42	296.66
Dez	40.23	51.37	51.09	99.79	125.13	278.55	354.66
Total	228.42	558.93	556.89	712.1	1471.57	1902.37	3192.28

FONTE: ONS, 2013

Observa-se que o crescimento de 2011 para 2012 foi de aproximadamente 1300 GWh, constatando o maior crescimento e a maior geração Eólica já registrada no Brasil.

Ainda assim a energia eólica encontra-se quase que invisível frente às outras fontes renováveis de geração no País. A Hidráulica fornece aproximadamente 90% da energia total gerada em todo Brasil enquanto a Eólica em 2011, segundo dados da ONS, teve uma participação de apenas 0,4%.

2.2 HISTÓRIA DA ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

No final do século XIX surgem os primeiros indícios do uso da energia eólica no Brasil, em forma de moinhos de vento do tipo leque para o bombeamento de água(DUTRA, 2001).



Figura 2.1 - Moinho de vento tipo leque sendo utilizado para bombear água.

FONTE: Autoria própria

Na década de setenta, durante a crise de petróleo de 1973, grupos de pesquisas de algumas universidades iniciaram o desenvolvimento de diversos modelos de moinhos de vento do tipo leque e de turbinas eólicas de pequeno porte, com o objetivo de atender comunidades isoladas as quais dependiam de diesel ou carvão para gerar energia elétrica. Porém, vários desses projetos não foram concluídos. Dentre eles um dos grandes projetos foi a construção e o ensaio de 15 protótipos de turbinas eólicas, desenvolvidos pelo IAE-CTA (Instituto de Aeronáutica e Espaço - Comando-

Geral de Tecnologia Aeroespacial) de São José dos campos, entre 1973 e 1983. Em 1976, foi montado o primeiro protótipo, com potência nominal de 20 kW, o qual operou por apenas algumas semanas, pois apresentou fadiga na estrutura do suporte das pás (CHESF, 2013).

A partir de 1977 o IAE-CTA estava na tentativa de alcançar melhoras na eficiência das pás e melhoras no controle do gerador. Para isso iniciou-se a construção e teste de uma série de modelos com potencia nominal de 1 kW. Porém devido a problemas de durabilidade dos materiais do rotor, nenhum dos protótipos operou por mais de um ano e os projetos foram sendo abandonados gradativamente (CHESF, 2013).

No início da década de oitenta, o CTA firmou um acordo de cooperação tecnológica com o DFVLR (Centro Aeroespacial da Alemanha) para desenvolver uma turbina eólica de 1,5MW. Foram fabricados os moldes das pás e toda a parte de otimização aerodinâmica. Em seguida os moldes para a fabricação das pás foram enviados para a Alemanha onde foi construído e montado o primeiro protótipo para teste em julho de 1984 (CHESF, 2013).

Durante a década de 90, várias entidades nacionais firmaram acordo de cooperação com entidades estrangeiras para o desenvolvimento de fontes alternativas no Brasil, principalmente, durante a conferência do Rio de Janeiro em 92. Os primeiros projetos experimentais de energia eólica foram implementados na Região Norte e Nordeste, onde a carência de abastecimento elétrico era mais acentuada. A maioria destes projetos visava a descentralização da geração de energia no Brasil. A Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), em convenio com a entidade Dinamarquesa Folkcenter e o Grupo de Energia Eólica da UFPE, instalou, em julho de 1992, na ilha de Fernando de Noronha, a primeira turbina eólica de grande porte em operação comercial na América Latina, a turbina tinha uma potencia nominal de 90KVA (CHESF, 2013).

O Gráfico 2.2 mostra as potências, em MW, de parques eólicos instalados no Brasil, com programa e despacho centralizado pela ONS divididos por estado. A coluna em azul destaca a potencia eólica instalada, a coluna vermelha mostra a potência média gerada no mês de Janeiro de 2013 (ONS, 2013).

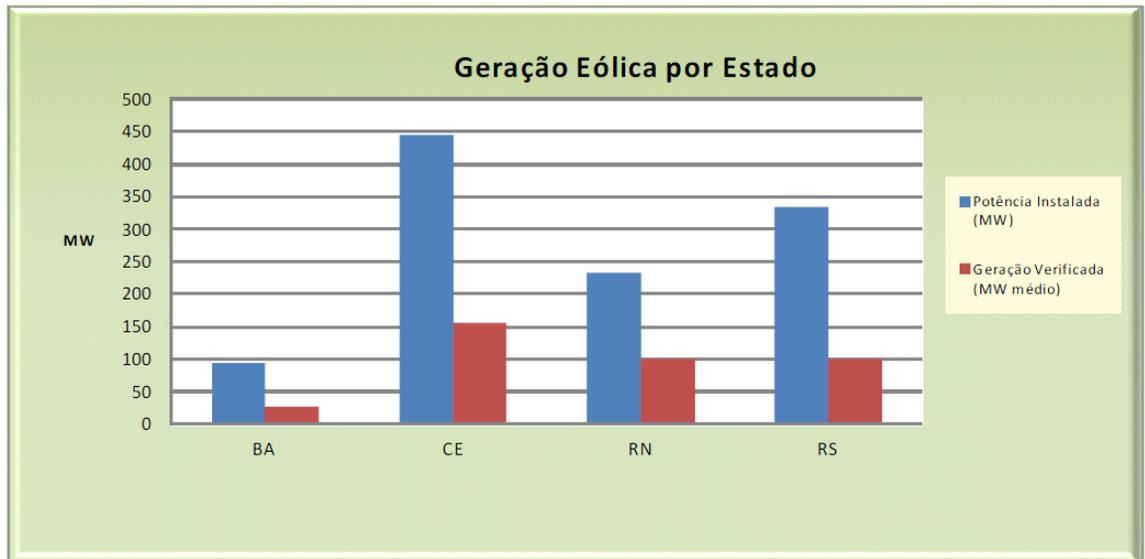


Gráfico 2.2 - Boletim mensal de geração eólica no Brasil – Janeiro de 2013

FONTE: ONS, 2013

Observa-se uma grande potência instalada no Nordeste, frente a dimensão geográfica da região, outro estado o qual se destaca é o Rio Grande do Sul.

3 FUNCIONAMENTO DA GERAÇÃO EÓLICA

3.1 CONCEITOS BÁSICOS

A energia disponível para uma turbina eólica é a energia cinética associada a uma coluna de ar que se desloca a uma velocidade uniforme (GASCH, 2002).

A energia cinética pode ser calculada por:

$$E_c = \frac{m.v^2}{2} \quad (3.1)$$

Sendo:

E_c = energia cinética (J);

m = massa (kg);

v = velocidade (m/s).

Portanto, sabendo que o ar é um conjunto de gases que possui massa, quando este em deslocamento possui também energia cinética. O princípio da turbina eólica é transformar parte dessa energia cinética em energia mecânica. Por fim a energia mecânica é convertida em elétrica.

A velocidade do ar na entrada na turbina sempre será maior do que na saída, isso porque parte da energia cinética é convertida em mecânica, porém a turbina não pode extrair completamente a energia cinética disponível, pois isso significaria que a energia cinética final do vento será zero, e como a massa não pode ser zero, significaria que a velocidade final do vento seria zero. Entretanto isso não é possível, pois esta condição viola a lei da continuidade da energia. Em 1926, Betz e Glauert descobriram que a máxima potência que pode ser extraída por uma turbina eólica é dada pela equação 3.2 (HANSEN, 1998):

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_p \quad (3.2)$$

Sendo:

P = Potência do vento (W);

ρ = Densidade do ar = 1.225kg/m³;

A = Área da passagem do vento (m²);

v = Velocidade do vento (m/s);

c_p = Coeficiente de potência = 0,593 para condições ideais.

Isto significa que em um sistema ideal sem perdas, somente 59,3% da energia cinética do vento pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina eólica. Com isso na prática o c_p sempre será menor do que 0,593. Para turbinas que utilizam a força de arrasto para movimentar o rotor o coeficiente de potência pode chegar a 0,2, já para turbinas que utilizam a força de sustentação para o movimento do rotor pode chegar a 0,5 (GASCH, 2002).

3.2 TURBINA EÓLICA

Dentre os métodos de extrair energia dos ventos, existem dois tipos de turbina as quais são mais utilizadas: as turbinas que utilizam a força de arrasto, e as turbinas que utilizam a força de sustentação.

3.2.1 TURBINAS AS QUAIS UTILIZAM FORÇA DE ARRASTO

Esses tipos de turbinas utilizam a força que atua sobre uma área perpendicular à direção do vento. Tal força é denominada como força de arrasto e é dada por (JANSEN, 1977):

$$D = c_a \frac{\rho}{2} A v^2 \quad (3.3)$$

Sendo:

D = Força de arrasto (N);

ρ = Densidade do ar = 1.225kg/m³;

A = Área da passagem do vento (m²);

v = Velocidade do vento (m/s);

c_a = Coeficiente de arrasto.

O coeficiente de arrasto é uma constante de proporcionalidade a qual depende da geometria da pá e descreve o desempenho aerodinâmico da turbina. Um exemplo de turbina eólica que utiliza a força de arrasto é o moinho de vento do tipo Pérsia (JANSEN, 1977):

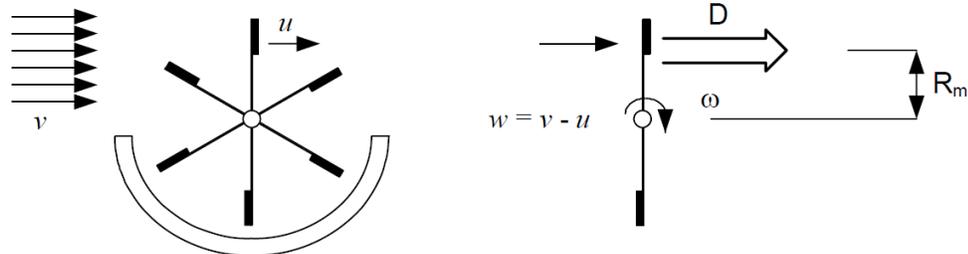


Figura 3.1 - Moinho de vento tipo Pérsia

FONTE: MARQUES, 2004

A equação da potencia mecânica do moinho de vento do tipo Pérsia é calculada com a seguinte equação (GASCH, 2002):

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_p \left(\frac{u}{v} \right) \quad (3.4)$$

Sendo:

u = velocidade das pás (m/s);

v = velocidade do vento (m/s);

ω = velocidade angular (rad/s).

3.2.2 TURBINAS AS QUAIS UTILIZAM FORÇA DE SUSTENTAÇÃO

As turbinas pertencentes a essa família, além de usar a força de arrasto, utilizam também a força de sustentação para gerar potência mecânica no rotor das turbinas, similar a uma asa de avião. Tal força é perpendicular ao plano da pá (corda), como mostra a figura 3.2 (BURTON, 2001).

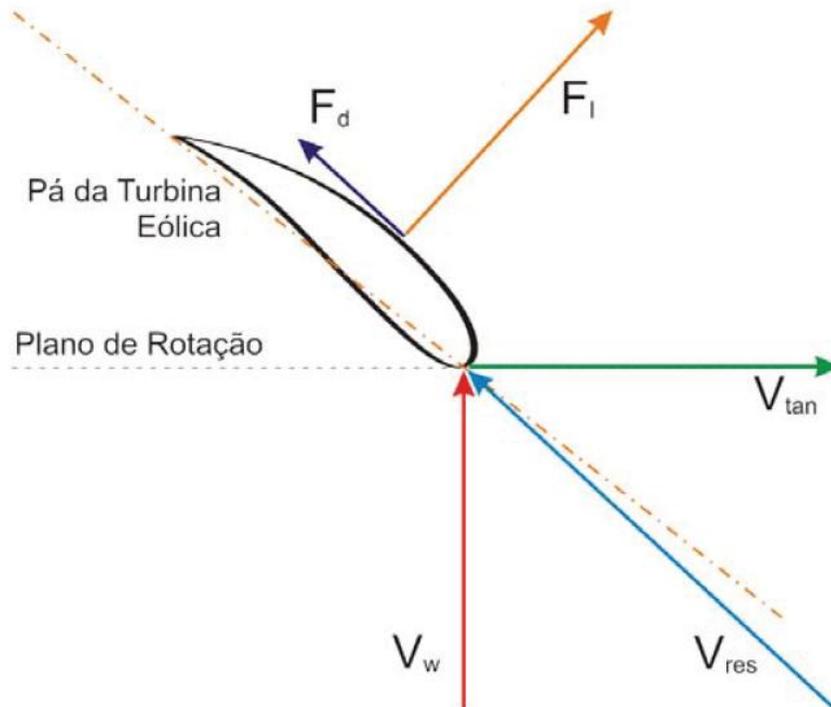


Figura 3.2–Representação das forças no perfil de uma pá de turbina moderna

FONTE:MONTEZANO, 2008

Sendo:

F_d = Força de arrasto;

F_l = Força de sustentação;

V_w = Velocidade do Vento;

V_{tan} = Velocidade tangencial;

V_{res} = Velocidade resultante.

A força de sustentação é dada por:

$$F_l = c_L \frac{\rho}{2} A v^3 \quad (3.5)$$

Onde, c_L = coeficiente de sustentação. Sabe-se também que a força de sustentação é proporcional ao ângulo de ataque (α). O ângulo de ataque é o ângulo entre V_w e V_{res} , o coeficiente de sustentação varia conforme α .

O ângulo de ataque trabalha na faixa de aproximadamente 0° a 10° , passando disso a pá pode entrar na região de perda aerodinâmica, causando um fluxo turbulento sobre o perfil (BURTON, 2001).

Segundo Gasch, o c_p desse tipo de turbina pode chegar até 0,5, lembrando que em um sistema ideal sem perdas, somente 59,3% da energia cinética do vento pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina eólica. Ou seja, sem dúvidas turbinas as quais utilizam a força de sustentação serão sempre muito mais eficientes.

3.3 CAIXA DE ENGRENAGENS

A caixa de engrenagens acopla as velocidades ótimas da turbina com as do gerador, as quais possuem velocidades angulares diferentes.

A transmissão, que engloba a caixa multiplicadora, possui a finalidade de transmitir a energia mecânica, entregue pelo eixo do rotor até o gerador, multiplicando sua velocidade angular (NUNES,2003).

A velocidade angular dos rotores geralmente varia na faixa de 20 a 150 rpm, devido às restrições de velocidade na ponta da pá, entretanto, os geradores trabalham a rotações muito mais elevadas, em geral entre 1200 a 1800 rpm, tornando necessária a instalação de um sistema de multiplicação entre os eixos (JENKINS, 2000).

Mais recentemente, alguns fabricantes desenvolveram aerogeradores sem a caixa multiplicadora, ou seja, com acoplamento direto entre a turbina e o gerador, abandonando a forma tradicional de construir turbinas eólicas, principalmente nos sistemas que adotam máquinas síncronas. Com isso, no lugar de se usar a caixa de engrenagens com alta relação de transmissão, a qual seria necessária para alcançar a elevada rotação dos geradores, adotam-se geradores multipolos, de baixa velocidade e maior diâmetro, resultando em um menor comprimento axial de toda a parte móvel (HANSEN, 2001).

Para aplicação em redes de alta potência, a rotação do gerador de indução (assíncrona) é mantida dentro de uma certa porcentagem da rotação síncrona já que um pequeno valor de escorregamento é essencial para a operação deste tipo de gerador. Devido à margem de velocidades, é permitida alguma absorção de energia das flutuações rápidas de vento na forma de energia cinética do rotor pela sua inércia. Desta forma, as flutuações de cargas nas engrenagens da caixa de multiplicação são levemente reduzidas (NUNES, 2003).

3.4 ESTRUTURAS E TORRES

A torre é a estrutura que sustenta o gerador eólico, permitindo elevar o rotor até a altura ideal para capturar ventos de maior velocidade. Em seu interior acolhe os módulos do equipamento eletrônico necessário para acondicionar a energia elétrica gerada (IMPESA, 2013).

A estrutura da torre deve suportar as forças horizontais e as forças torcionais, que são impostas pelo mecanismo de controle de rotação da gávea giratória. Esforços verticais (peso do próprio equipamento), não podem ser desconsiderados (PEREIRA, M, 2004).

O desafio de seu desenho compreende assegurar sua resistência diante das exigentes e cambiantes demandas às que é submetido; verificar seu comportamento

oscilatório e a estabilidade diante de grandes esforços por eventuais falhas (IMPISA, 2013).

As torres eólicas ao longo da história tiveram grandes mudanças, desde os moinhos de vento até os modelos de hoje tubulares em aço ou em concreto, e as alturas variam de 10 e 50 metros podendo alcançar até 100 metros de altura. Para os modelos de menor potência, encontram-se grande variedade em relação ao seu material, pois por não serem muito elevadas não exigem grandes esforços, sendo assim, existem modelos que trabalham com torres tubulares em aço, torres em aço treliça ou até em madeiras de eucaliptos.

3.5 MÁQUINA DE INDUÇÃO COM ROTOR BOBINADO

A principal característica que diferencia essa máquina das demais é de possuir excitação única. Em condições normais de operação, as corrente que circulam no enrolamento do rotor, são induzidas pelo campo girante presente no estator. Por ela ser capaz de produzir torque a qualquer velocidade abaixo da velocidade síncrona esta é classificada como máquina assíncrona (TORO, 1999).

3.5.1 PARTES CONSTITUINTES DA MÁQUINA

Com o rotor e o estator isolados eletricamente, a máquina de indução de rotor bobinado possui enrolamentos trifásicos que consistem em ranhuras do motor pelas quais são introduzidas as bobinas. Escovas de grafite garantem o contato elétrico aos anéis coletores, os quais estão localizados no eixo da máquina, enquanto o rotor executa seu movimento. A figura 3.3 ilustra o rotor da máquina (ANDRADE, 2003).

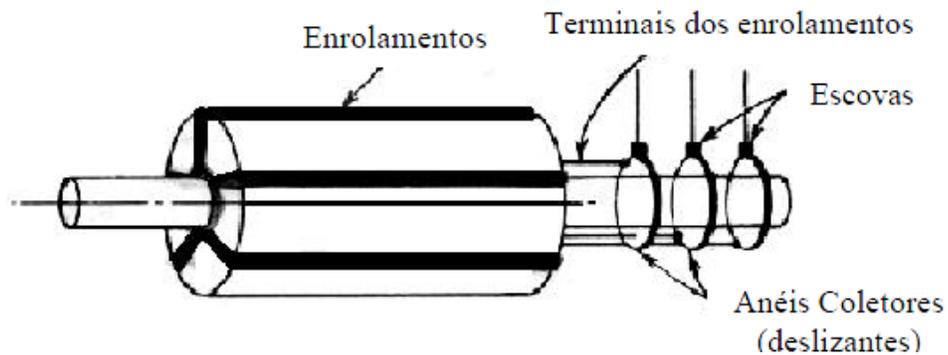


Figura 3.3 – Rotor bobinado da máquina de indução

FONTE: GUIMARÃES, 2010

3.5.2 CAMPO MAGNÉTICO GIRANTE

Quando alimentado por um sistema trifásico, a máquina de indução gera um campo girante no estator (bobina fixa) o qual induz na bobina do rotor (bobina girante) uma força eletromotriz de trabalho que por sua vez faz com que o eixo gire (TORO, 1999).

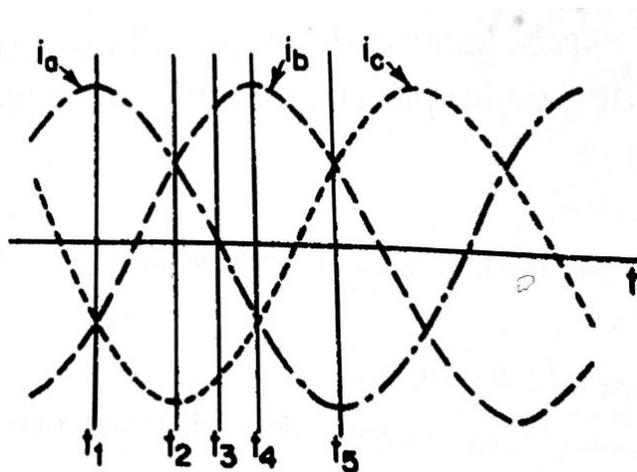


Figura 3.4 - Correntes trifásicas alternadas equilibradas

FONTE: (TORO, 1999)

Observando a figura 3.4, no instante t_1 , a corrente na fase “a” está no seu valor positivo máximo, enquanto “b” e “c” estão na metade do valor negativo máximo. A figura 3.5 mostra o comportamento do campo magnético girante da máquina em três situações diferentes, sendo elas: (a) tempo t_1 , (b) tempo t_3 e (c) tempo t_5 .

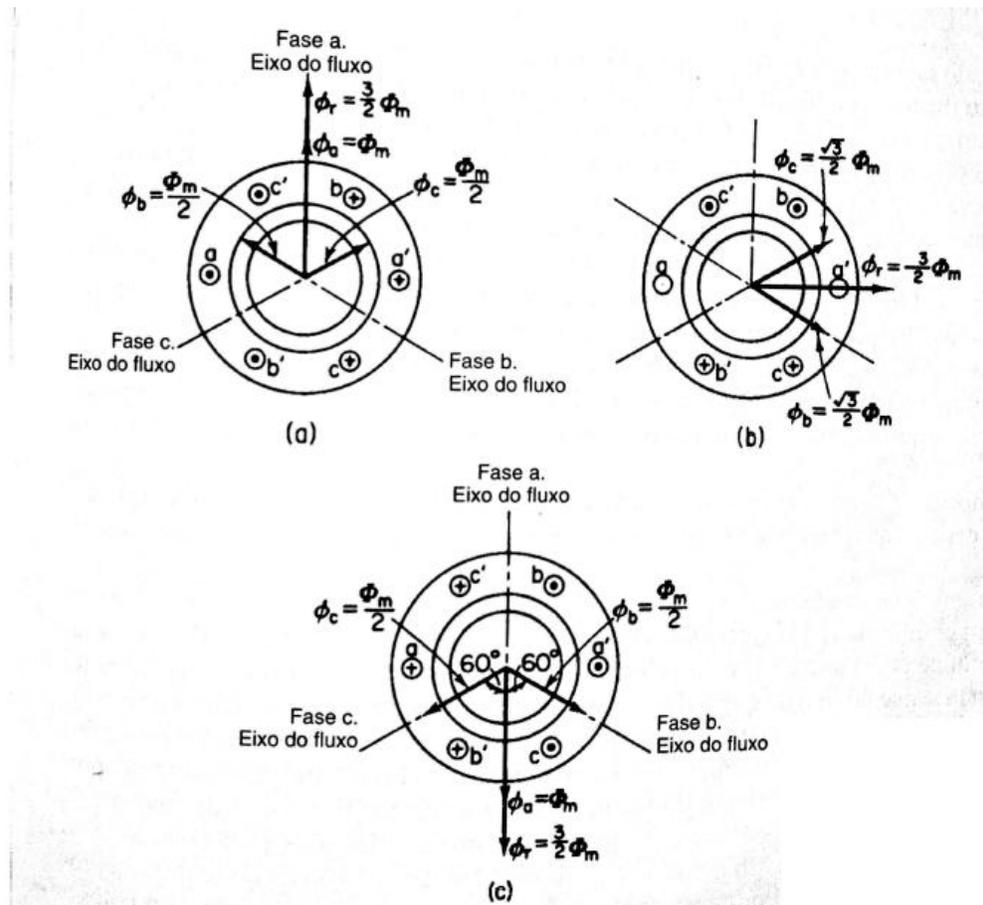


Figura 3.5 - Representação do campo magnético girante em três instantes diferentes

FONTE: TORO, 1999

3.5.3 ESCORREGAMENTO DA MÁQUINA DE INDUÇÃO

Em máquinas de indução há um escorregamento do rotor em relação ao campo girante, o qual segue a frequência síncrona (f_s). O valor de velocidade síncrona (n_s) depende do número de pólos do enrolamento do estator (p) e da frequência da

rede onde a máquina está instalada (f_s). O n_s é a rotação caso a máquina fosse síncrona, é chamado de velocidade síncrona e é descrito pela equação 3.6 (TORO, 1999):

$$n_s = \frac{120 f_s}{p} \quad (3.6)$$

É devido ao escorregamento que as máquinas de indução levam o nome de assíncronas. O escorregamento é uma característica marcante nas máquinas de assíncronas. O escorregamento em forma percentual (s) é dado por (TORO, 1999):

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (3.7)$$

Onde n é a velocidade angular do eixo do rotor em rpm.

A frequência no rotor está diretamente relacionada com s , a qual expressa o escorregamento em forma percentual conforme a equação (3.7). Com isso podemos encontrar f_r (frequência na bobina do rotor) (TORO, 1999).

$$f_r = \frac{p(n_s - n)}{120} \quad (3.8)$$

Sabendo com (3.7) que,

$$s n_s = (n_s - n) \quad (3.9)$$

Tem-se que,

$$f_r = s \frac{p n_s}{120} \quad (3.10)$$

Substituindo (3.6) em (3.10) tem-se que,

$$f_r = s f_s \quad (3.11)$$

Conclui-se que a partir da frequência do rotor é possível controlar o arrasto da máquina, conseqüentemente a velocidade de rotação do rotor, mantendo a frequência nominal no estator.

3.5.4 CONTROLE DA VELOCIDADE

O controle da velocidade do rotor das máquinas de indução pode ser realizado de diversas maneiras. São mostradas a seguir, as características de cada uma delas.

3.5.4.1 Alterando a frequência da rede

À medida que a frequência da rede a qual está conectada ao estator é aumentada ou reduzida a frequência síncrona (f_s) também varia de maneira diretamente proporcional. A desvantagem desse sistema é a necessidade de possuir uma fonte de frequência variável (TORO, 1999).

3.5.4.2 Mudança no número de pólos

O número de pólos é determinado pelo arranjo físico do enrolamento do estator. Para conseguir realizar uma mudança de velocidade com este método é preciso de duas maneiras: assegurar orientações simétricas da circulação da corrente, resultando, por exemplo, em uma máquina de quatro pólos, ou se a corrente da segunda seção for colocada circulando na direção oposta por meio de uma chave, a máquina resultante seria de dois pólos (TORO, 1999).

A desvantagem desse método consiste em que a operação ficaria presa em duas velocidades, 1800 e 3800 rpm de rotação síncrona, por exemplo.

3.5.4.3 Mudança da tensão de alimentação

Ao alterar a tensão aplicada na máquina, a curva torque x velocidade da máquina, acaba sendo modificada também, como mostra a figura 3.6.

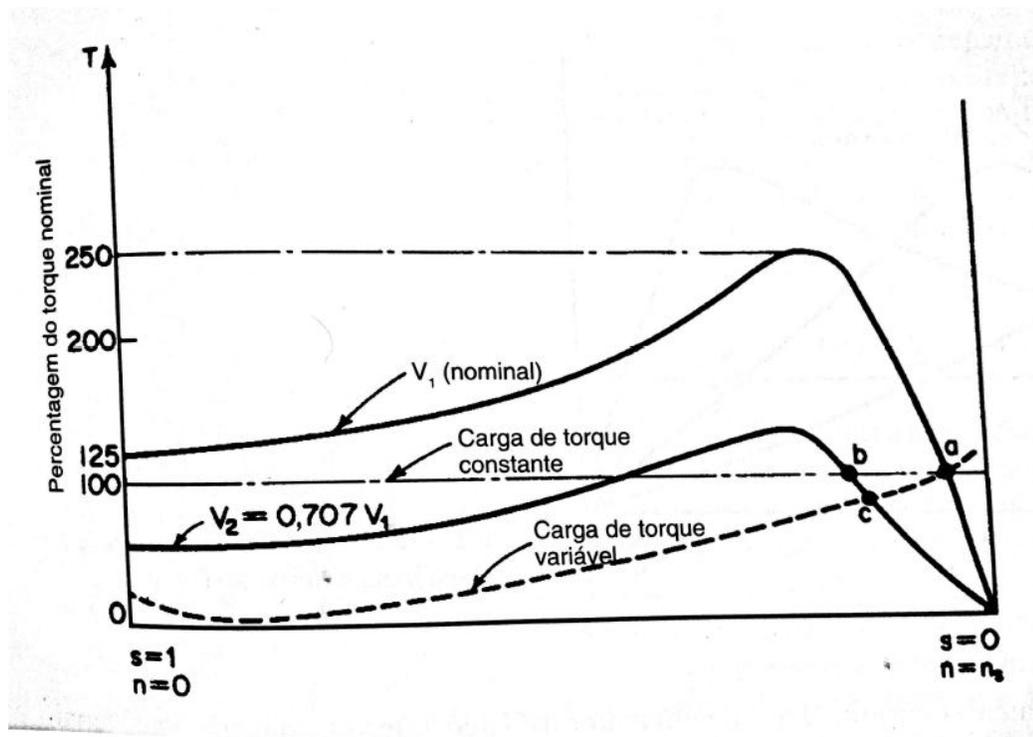


Figura 3.6 - Curvas torque x velocidade V_1 = tensão nominal aplicada, $V_2 = 0,7V_1$

FONTE: TORO, 1999

Observa-se que ao diminuir em aproximadamente 30% da tensão nominal, realmente há um decréscimo de velocidade de rotação.

Existem muitas desvantagens desse método. Primeiro que não será possível partir a máquina com a tensão reduzida, pois para $n = 0$ o torque inicial da máquina é menor do que o da carga. Comparando uma carga de torque variável com uma carga de torque constante, pode observar que as velocidades reduzidas não coincidem, dificultando o controle para esse método. Outro grande problema é a diminuição

exagerada da capacidade de reserva de torque, a qual era 250% e com a tensão reduzida chega a aproximadamente 130% (TORO, 1999).

Conclui-se que este não é um método eficaz para regular a velocidade de uma máquina de indução.

3.5.4.4 Alterando a resistência do rotor

Com máquinas de rotor bobinado é possível ter acesso ao circuito das bobinas do rotor. Com isso um dos métodos para alterar a velocidade de uma máquina de indução é alterando a impedância do rotor (TORO, 1999).

A figura 3.7 mostra três diferentes curvas de torque x velocidade para três diferentes impedâncias adicionadas ao rotor.

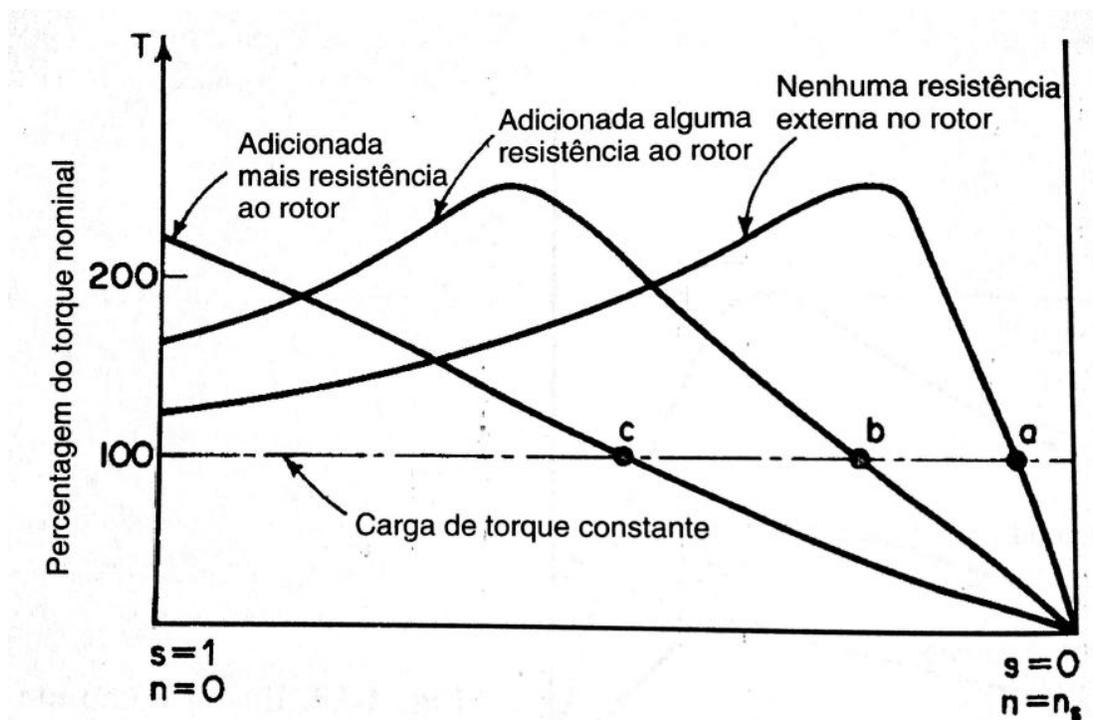


Figura 3.7 - Controle de velocidade com adição de resistência ao rotor

FONTE: TORO, 1999

Observa-se que é possível diminuir a velocidade de rotação, mantendo uma reserva de torque constante, adicionando uma impedância ao rotor.

A desvantagem desse método é que ao diminuir a velocidade também decresce o rendimento da máquina devido às perdas geradas no enrolamento do rotor (TORO, 1999).

3.5.4.5 Injeção de tensão no rotor

Neste método a máquina será duplamente alimentada, ou seja, existirá alimentação tanto no estator quanto no rotor. Será injetada uma tensão \dot{V}_i por fase de modo que se oponha à tensão induzida no rotor ($s\dot{E}_2$). Para isso é preciso garantir que exista um controle que mantenha a frequência da tensão \dot{V}_i do rotor igual à frequência de escorregamento, de modo a manter a velocidade desejada. Algebricamente seria conforme a equação (3.12) (TORO, 1999).

$$s'\dot{E}_2 = s\dot{E}_2 - \dot{V}_i \quad (3.12)$$

Onde s' é o novo escorregamento da máquina. A figura 3.8 mostra diagramas fasoriais para diferentes situações.

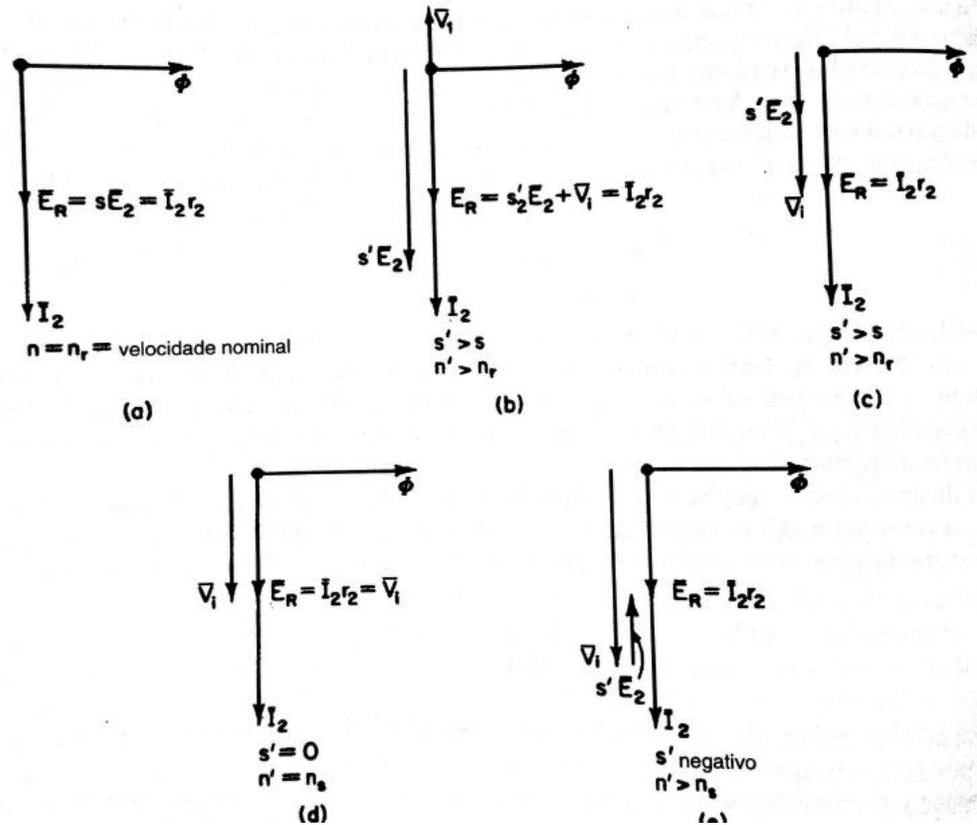


Figura 3.8 - Cinco diferentes situações para controle de velocidade por injeção de tensão

FONTE: TORO, 1999

Sendo:

$s\dot{E}_2$ = tensão induzida no rotor;

\dot{E}_R = tensão resultante no rotor;

n' = nova velocidade angular do eixo do rotor;

n_s = rotação síncrona (rpm);

s' = novo escorregamento da máquina;

\dot{I}_2 = corrente no rotor.

Situação (a): operação normal sem adição de tensão.

Situação (b): Injeção de \dot{V}_l acontece em oposição a $s\dot{E}_2$.

Situação (c): Injeção de \dot{V}_l acontece em fase com $s\dot{E}_2$ e módulo inferior.

Situação (d): Injeção de \dot{V}_l acontece em fase com $s\dot{E}_2$ e mesmo módulo.

Situação (e): Injeção de \dot{V}_l acontece em fase com $s\dot{E}_2$ e módulo superior.

A grande vantagem deste método é que o controle de velocidade terá a mesma eficácia de quando se inseria impedâncias no rotor, porém sem que diminua a eficiência da máquina, pois não haverá perdas significativas em resistores como no método anterior.

É possível também não só criar um escorregamento, mas também fazer com que exista um escorregamento negativo, ou seja, é possível aumentar a velocidade de rotação para um valor acima do nominal. O controle de velocidade para esse método de injeção de tensão se mantém em aproximadamente 50% acima ou abaixo da velocidade síncrona (TORO, 1999).

A desvantagem é a necessidade da existência de uma fonte com frequência variável para alimentar o rotor com a frequência de escorregamento necessária.

3.6 CONTROLE AERODINAMICO

Existem momentos durante a operação de turbinas eólicas em que o vento chega a velocidades tão altas que, por consequência, a potência elétrica gerada poderá atingir valores acima do nominal. Para que isso não ocorra e que a turbina continue operando existe o controle de passo. O controle de passo consiste na rotação da pá em seu eixo longitudinal ocasionando uma variação no ângulo de ataque " α ". Tal variação

causa uma diminuição do torque causado pelo vento no eixo principal, que por sua vez entrega menos potência mecânica ao gerador (CASTRO,2003).

Uma maior precisão pode ser obtida a partir do controle de passo, uma vez que o coeficiente de potência será função também do ângulo das pás, o qual será controlado. Obviamente um sistema de controle de passo possui um custo maior quando comparado com um sistema o qual possui apenas controle aerodinâmico. É usual que cada pá possua um controle independente de passo, para que em caso de um dispositivo falhar (uma das pás) os outros possam atuar independentemente (GASCH, 2002).

3.7 TURBINAS EÓLICAS OPERANDO EM VELOCIDADE VARIÁVEL

É preferível que as turbinas eólicas consigam trabalhar em diferentes rotações por minuto, para que atinjam um ponto ótimo de geração. Pois para cada velocidade de vento existirá uma velocidade angular do rotor ideal para que se consiga absorver o máximo de energia disponível no vento (GASCH, 2002).

A Figura 3.9 mostra um exemplo em que diferentes curvas de vento são postas. Para cada uma das curvas existirá uma velocidade angulara qual atinge o ponto de eficiência máxima.

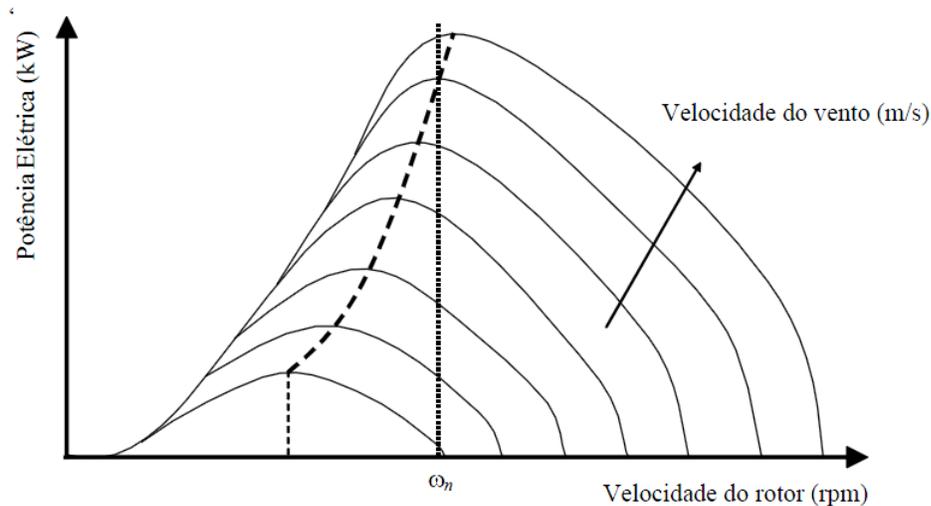


Figura 3.9 - Turbina eólica operando em velocidade variável

FONTE: GASCH, 2002

Observa-se que para cada velocidade de vento é preciso operar com uma velocidade de rotação do rotor diferente (ω_n), para que assim seja possível extrair a máxima potência do vento.

Outra vantagem do sistema de velocidade variável é de que as cargas mecânicas na turbina podem ser reduzidas.

Pode-se concluir que esse sistema tem as vantagens da eficiência da turbina ser maximizada devido à flexibilidade da variação de velocidade e a de diminuir as cargas mecânicas aplicadas na turbina (GASCH, 2002).

O problema encontrado é de que o sistema elétrico opera em frequência constante, sendo assim, para aplicar o sistema de velocidade variável, é preciso encontrar uma solução para que se possa gerar energia elétrica com frequência constante em uma máquina a qual opere com diferentes velocidades de rotação.

3.8 SISTEMA ELÉTRICO DE GERAÇÃO UTILIZANDO VELOCIDADE VARIÁVEL

Por permitir operar em velocidade de rotação variável através da inserção de um conversor eletrônico no circuito do rotor, o GIDA é uma das soluções em geração de energia eólica. É preferível controlar a velocidade da máquina através do circuito rotórico pois a potência necessária para o conversor nessas condições é menor do que se fosse através do estator (menos de um quarto da potência nominal) (MULLER, 2002).

O conversor fornece uma potência ao rotor a qual pode ser chamada de potência de escorregamento. Isso devido ao fato de quando o conversor for ligado ao rotor controlará o escorregamento da máquina. Com isso tal potência será proporcional à diferença de velocidade entre o rotor e o campo girante (LONG, 2013).

A figura 3.10 mostra o sistema elétrico de geração utilizando um gerador de indução alimentado diretamente pela rede no estator e através de dois conversores no circuito do rotor, para geração eólica com velocidade de rotação variável.

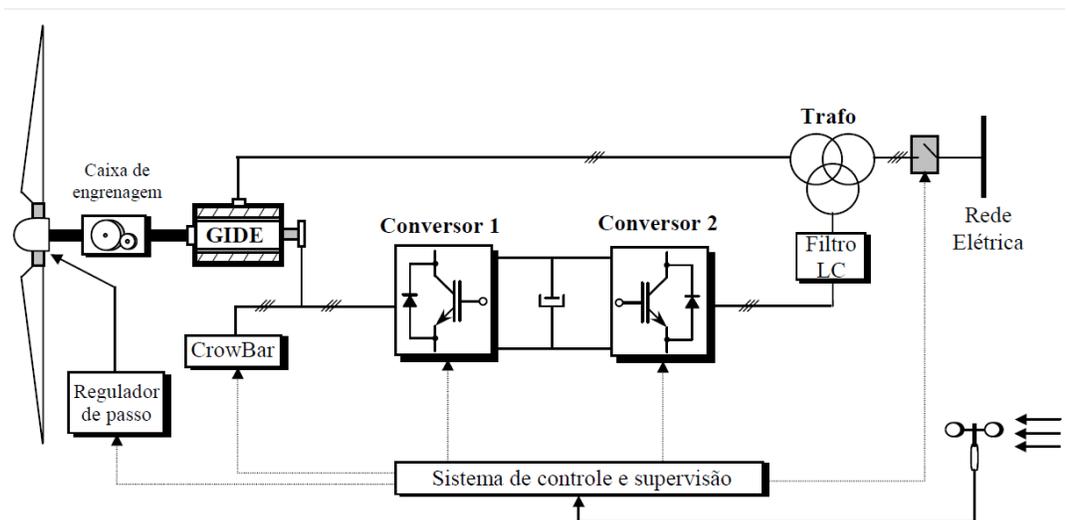


Figura 3.10 – Sistema elétrico de geração utilizando o gerador duplamente alimentado

FONTE: MARQUES, 2004

Crowbar, é um circuito responsável por proteger o rotor de picos de tensão no rotor. Tais picos podem ocorrer devido a uma falta na rede por exemplo, nesta situação uma elevada corrente no estator irá induzir uma elevada tensão no rotor (HEIER, 1998).

O conversor 1 controla tensão, potências ativa e reativa e a frequência de arrasto do circuito rotórico. O conversor 2 controla o barramento CC e a potência reativa entregue a rede (MARQUES, 2004).

Na maioria dos casos, tais conversores são construídos com IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). Com isso é possível controlar melhor a troca de potência reativa, além de resultar em uma corrente senoidal mais pura (SALLES, 2004).

É previsto também um filtro de correntes harmônicas, devido a existência do conversor no sistema.

3.8.1 EVOLUÇÃO DO SISTEMA GIDA

Para chegar na configuração ilustrada na figura 3.10, passou-se por uma sequência de tentativas e erros.

O primeiro inversor trifásico para um gerador duplamente alimentado consistiu em uma simples ponte retificadora a diodo e um inversor a tiristor, ligado conforme a figura 3.11. Este esquema foi denominado de Kramer Estático (NUNES, 2003).

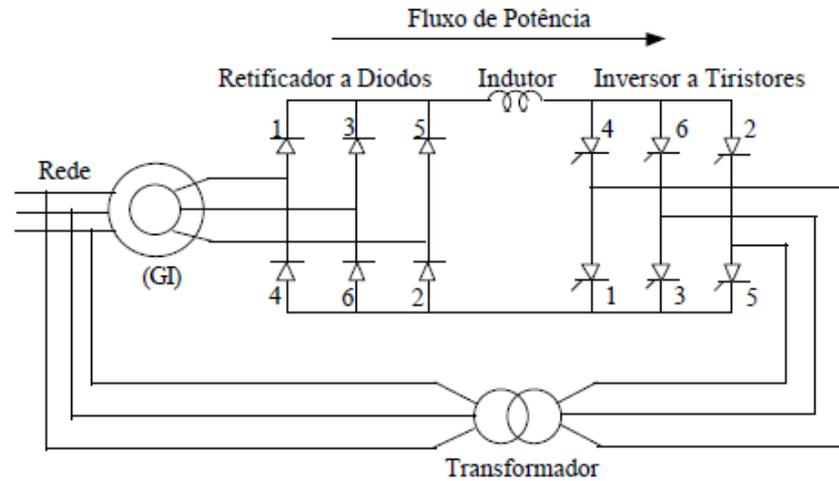


Figura 3.11 - Gerador de indução duplamente alimentado. Acionamento Kramer Estático

FONTE: NUNES, 2003

A desvantagem desse tipo de acionamento é o fato de o mesmo só permitir a geração quando o rotor estiver se movendo a velocidades sobre-síncronas, ou seja, a máquina só gera potência quando o rotor possui uma velocidade angular superior a do campo magnético girante (NUNES, 2003).

Para que esta desvantagem fosse contornada e o gerador pudesse funcionar a velocidades abaixo da síncrona, foi desenvolvido pela MITSUTOSHI & MOTOYOSHI em 1991, chamado de Acionamento Sherbius Estático. Um esquema que se utiliza de um cicloconversor constituído por uma cadeia de tiristores, ligados em antiparalelo á rede trifásica conforme a figura a 3.12.

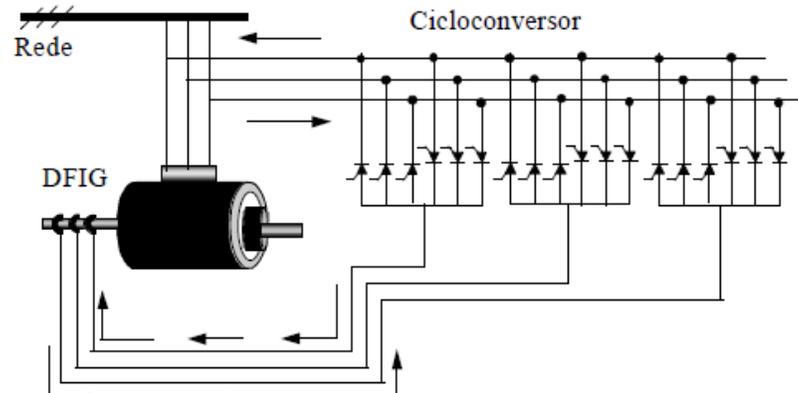


Figura 3.12 - Gerador de indução duplamente alimentado com acionamento Scherbius Estático,baseados em cicloconversores.

FONTE: NUNES, 2003

Ainda assim devido ao baixíssimo fator de potência e a alta quantidade de harmônicas entregues ao sistema não foi considerado eficiente o bastante (NUNES, 2003).

Chegou-se finalmente na resolução dos problemas até então encontrados com a utilização de 2 conversores PWM (*Pulse-WidthModulation*) em antiparalelo, ligado conforme o esquema de Scherbius, sendo um deles ligado a rede elétrica e o outro ligado diretamente ao rotor da máquina. Conforme figura 3.13(BOGER & WALLACE, 1995).

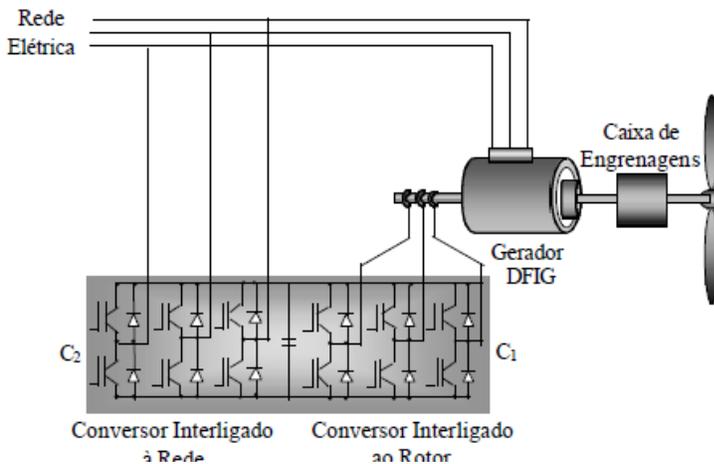


Figura 3.13 - Esquema simplificado de Gerador de Indução Duplamente alimentado com Acionamento Scherbius Estático – Sistema Anti-Paralelo PWM

FONTE: NUNES, 2003

Por fim é chegado ao sistema em estudo. As vantagens desse sistema consistem em:

- Baixa potência dos conversores inseridos no circuito rotórico.
- Alta eficiência do sistema, devido a baixa potencia do inversor e por explorar ao máximo a energia disponível no vento, conforme visto no capítulo 3.7.

3.8.2 MODOS DE OPERAÇÃO DO GIDA

Para efeitos operacionais, quando se trata do GIDA existem três estágios principais, sendo eles:

- Operação síncrona
- Operação sub-síncrona;
- Operação sob-síncrona.

3.8.2.1 OPERAÇÃO SÍNCRONA

Esta operação, também chamada de modo de sincronização, tem por objetivo sincronizar a máquina com o sistema no início da operação. Primeiramente somente o rotor é energizado até que a amplitude frequência e sequencia de fases do estator estiverem sincronizados com a rede. Após a sincronização é fechado o contato que liga o estator com a rede.

3.8.2.2 OPERAÇÃO SUB-SÍNCRONA

Neste modo de operação a velocidade de rotação da máquina é menor do que a do campo magnético girante existente no estator, por isso “sub-síncrono”. Quando operando desta forma o conversor do lado do rotor opera como um inversor e o conversor do lado da rede como um simples retificador. Observa-se também que para o modo sub-síncrono o rotor consome potência ativa e reativa, conforme figura 3.14. O campo girante resultante da máquina neste caso é a composição da velocidade mecânica do eixo com o campo girante da corrente do rotor. (MARQUES, 2004) (POMILIO, 2012).

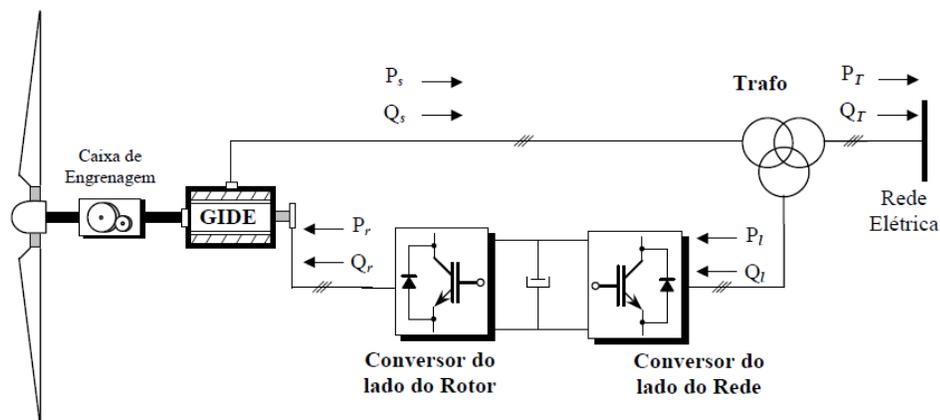


Figura 3.14 – Operação do GIDA no modo sub-síncrono

FONTE: MARQUES, 2004

Desta maneira a potência total entregue é a potência fornecida pelo estator menos a consumida pelo rotor.

3.8.2.3 MODO DE OPERAÇÃO SOB-SÍNCRONO

Neste modo de operação a velocidade de rotação da máquina é maior do que a do campo magnético girante existente no estator, por isso “sob-síncrono”. Quando operando desta forma o conversor do lado do rotor opera como um simples retificador enquanto o conversor do lado da rede como um inversor. Observa-se também que para o modo sob-síncrono o rotor fornece potência ativa e reativa. Conforme figura 3.15(MARQUES, 2004).

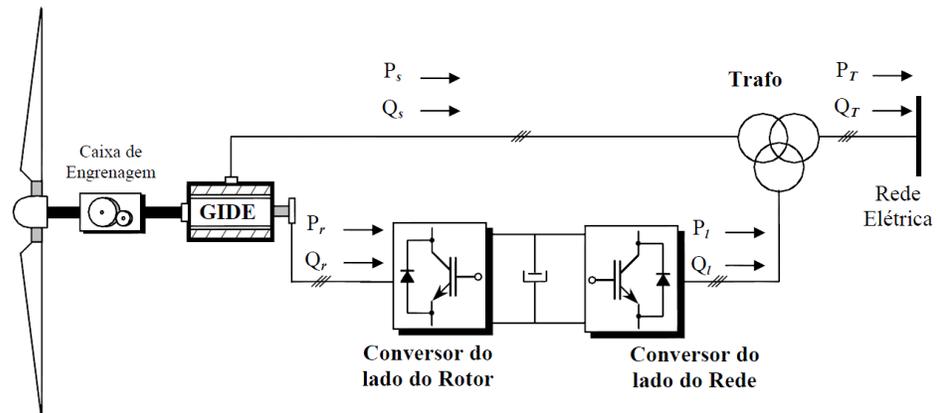


Figura 3.15 - Operação do GIDA no modo sob-síncrono

FONTE: MARQUES, 2004

Desta maneira a potência total entregue é a potência fornecida pelo estator mais a fornecida pelo rotor.

4 SIMULAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Para executar os objetivos previamente estabelecidos foi utilizado a ferramenta do *software* MATLAB, o *Simulink*. Esta ferramenta disponibiliza uma biblioteca direcionada para simulações de sistemas elétricos de potência, o *SimPowerSystems*. Nele foi possível encontrar todos os blocos necessários para criar o sistema desejado para o estudo. O digrama do sistema simulado está representado na figura 4.1.

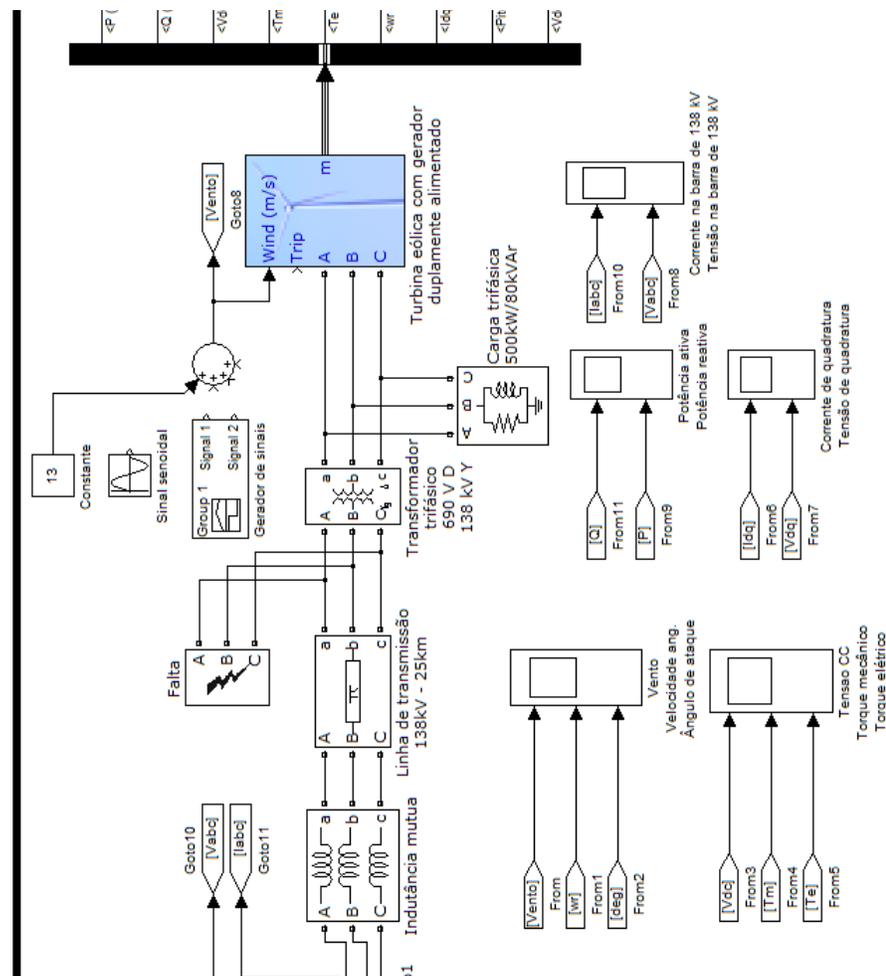


Figura 4.1 – Diagrama do sistema simulado

4.1 PARÂMETROS DO SISTEMA

Nesta seção serão apresentados os parâmetros utilizados para cada bloco localizado no diagrama simulado.

4.1.1 BARRAMENTO INFINITO E INDUTÂNCIA MUTUA

Os parâmetros considerados para o barramento infinito e indutância mutua foram os seguintes:

Tabela 4.1 – Parâmetros do barramento infinito

Tensão (V)	Frequência (Hz)	R1(Ω)	L1 (H)	R0(Ω)	L0 (H)
138.000	60	2	0,05	4	0,1

4.1.2 LINHA DE TRANSMISSÃO

Os parâmetros considerados para a linha de transmissão foram os seguintes:

Tabela 4.2–Parâmetros da linha de transmissão

Tensão	R1 (Ω)	R0 (Ω)	L1 (H)	L0 (H)	C1 (F)	C0 (F)	Comprimento (km)
138.000	0,3183	9,6600	0,0233	0,1032	3×10^{-7}	2×10^{-7}	25

4.1.3 TRANSFORMADOR ELEVADOR

Os parâmetros considerados para o transformador responsável por elevar a tensão de geração foram os seguintes:

Tabela 4.3 – Parâmetros do transformador elevador

Potência (MVA)	Tensão primário (V)	Tensão secundário(V)	Impedância (%)
2	690	138.000	8

4.1.4 TURBINA EÓLICA

A potência nominal da turbina em questão é de 1,5 MW. Ventos a partir de 13 m/s fazem com que o eixo da turbina entregue potência nominal o gerador. O ângulo de ataque das pás máximo considerado foi de 45° e a taxa de mudança do mesmo será de 2°/s. A rotação nominal no eixo é de 1,21 pu.

4.1.5 GERADOR DE INDUÇÃO DE ROTOR BOBINADO

Os parâmetros considerados para o gerador de indução de rotor bobinado foram os seguintes:

Tabela 4.4 – Parâmetros do gerador de indução de rotor bobinado

Potência nominal	1,5 MW
Tensão nominal	690 V
Frequência nominal	60Hz
Resistência do estator	0,0022 Ω
Indutância do estator	0,144mH
Resistência do rotor	0,0016 Ω
Indutância do rotor	0,131 mH
Indutância de magnetização	2,44mH
Constante de inércia	3 J/VA
Fator de fricção	0,01

4.1.6 SISTEMA DE CONVERSORES

Os parâmetros considerados para o sistema de conversores foram os seguintes:

Tabela 4.5 – Parâmetros do sistema de conversão

Potência nominal	750kW
Tensão CC	1200 V
Indutância de acoplamento	0,126 mH
Resistência de acoplamento	0,0005Ω
Capacitor barra CC	10 mF

4.2 COMPORTAMENTO DO GIDA INTERLIGADO AO SISTEMA ELÉTRICO

4.2.1 CURVA DE ENERGIZAÇÃO

O gerador quando energizado tem uma curva de potência ativa gerada. Tal curva cria uma espécie de transitório que se estabiliza em aproximadamente 0,313 pu de potência ativa gerada devido à inércia da máquina em aproximadamente 100 ms após a energização.

A curva é apresentada na figura 4.2:

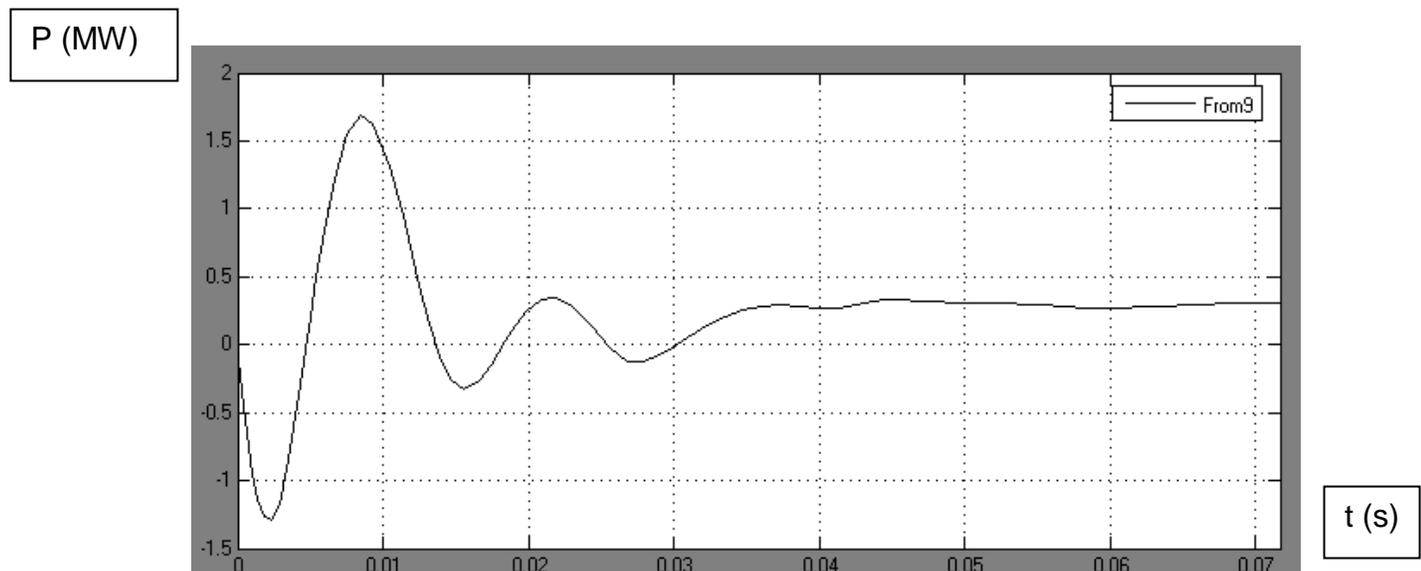


Figura 4.2 – Curva de potência ativa gerada x tempo no momento da energização

4.2.2 CURVA POTÊNCIA ATIVA X VENTO

Nesta seção se chegará à curva de potência ativa gerada x velocidade do vento na área das pás. Para isso será simulado sete diferentes velocidades:

- 7 m/s;
- 8 m/s;
- 9 m/s;
- 10 m/s;
- 11 m/s;
- 12 m/s;
- 13 m/s e
- 14 m/s.

Com essas velocidades será criado um gráfico com as respectivas potências geradas.

4.2.2.1 Simulação com vento de 7m/s

A curva potência ativa gerada x tempo para um vento com velocidade de 7 m/s é apresentado na figura a seguir:

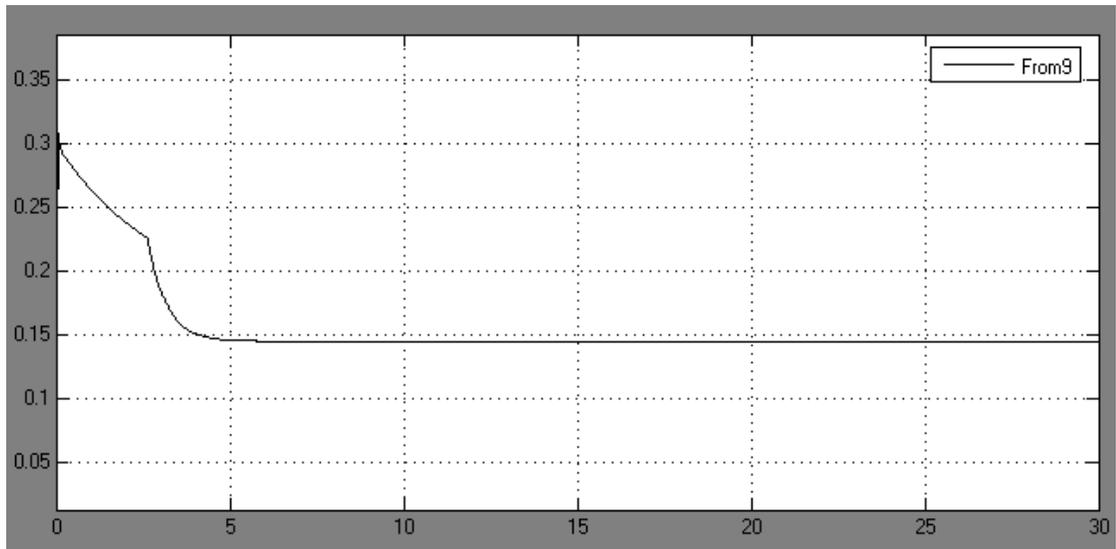


Figura 4.3 – Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 7 m/s (pu)

Observa-se que um vento com velocidade de 7 m/s faz com que a turbina estudada gere **0,1453 pu**, ou **217,95 kW**.

4.2.2.2 Simulação com vento de 8 m/s

A curva potência ativa gerada x tempo para um vento com velocidade de 8 m/s é apresentado na figura 4.4:

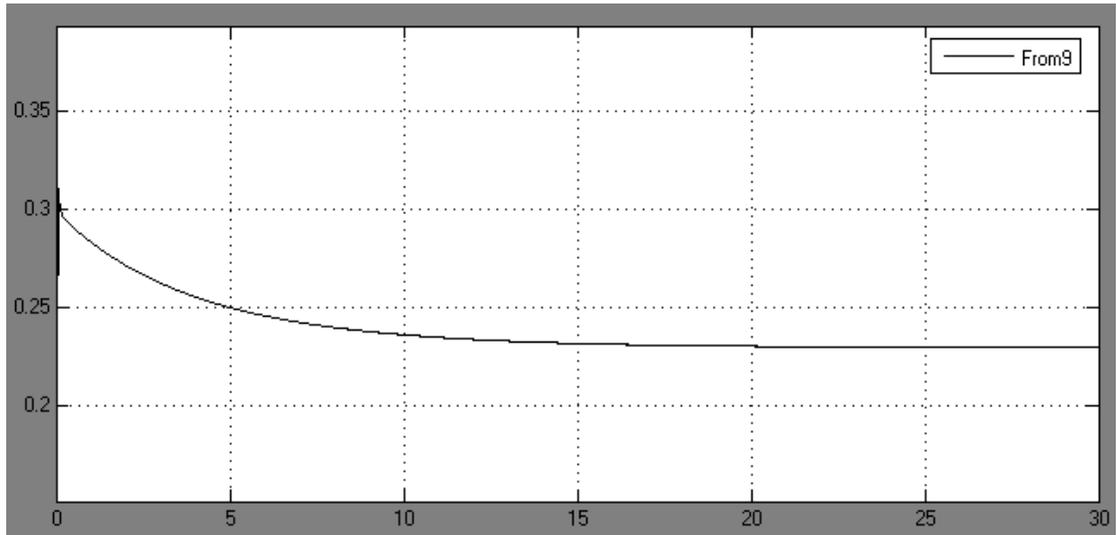


Figura 4.4 - Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 8 m/s (pu)

Observa-se que um vento com velocidade de 8 m/s faz com que a turbina estudada gere **0,2297pu**, ou **344,55 kW**.

4.2.2.3 Simulação com vento de 9 m/s

A curva potência ativa gerada x tempo para um vento com velocidade de 9 m/s é apresentado na figura 4.5:

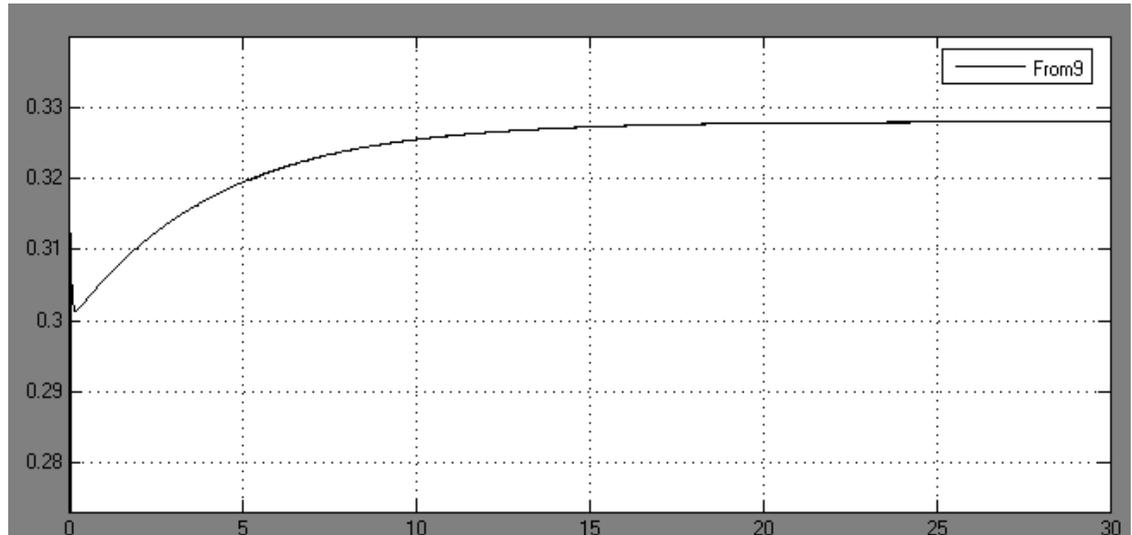


Figura 4.5 – Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 9 m/s (pu)

Observa-se que um vento com velocidade de 9 m/s faz com que a turbina estudada gere **0,3279pu**, ou **491,85 kW**.

4.2.2.4 Simulação com vento de 10 m/s

A curva potência ativa gerada x tempo para um vento com velocidade de 10 m/s é apresentado na figura 4.6:

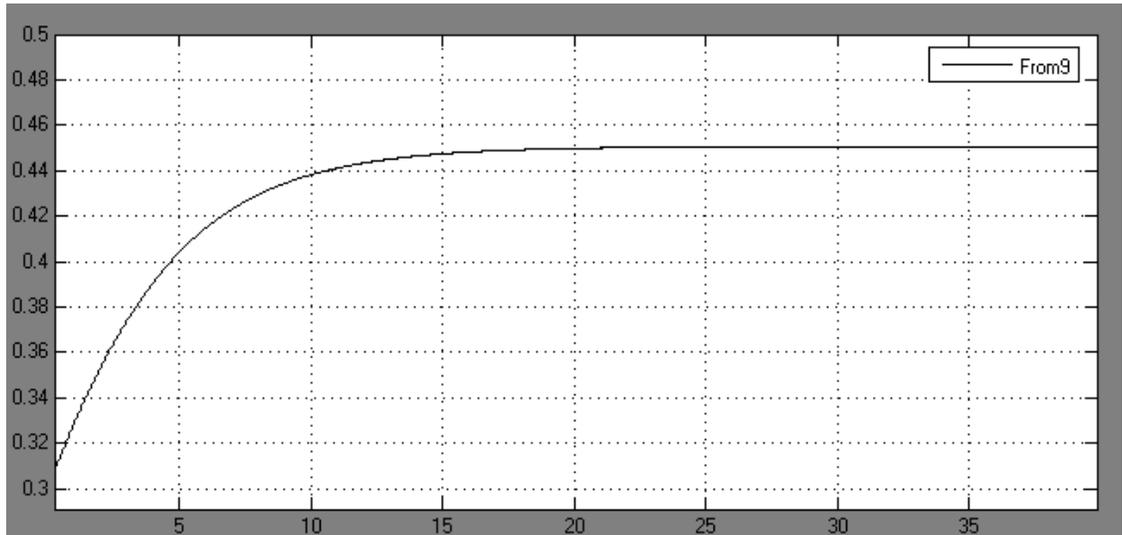


Figura 4.6 – Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 10 m/s (pu)

Observa-se que um vento com velocidade de 10 m/s faz com que a turbina estudada gere **0,4508pu**, ou **676,2kW**.

4.2.2.5 Simulação com vento de 11 m/s

A curva potência ativa gerada x tempo para um vento com velocidade de 11 m/s é apresentado na figura 4.7:

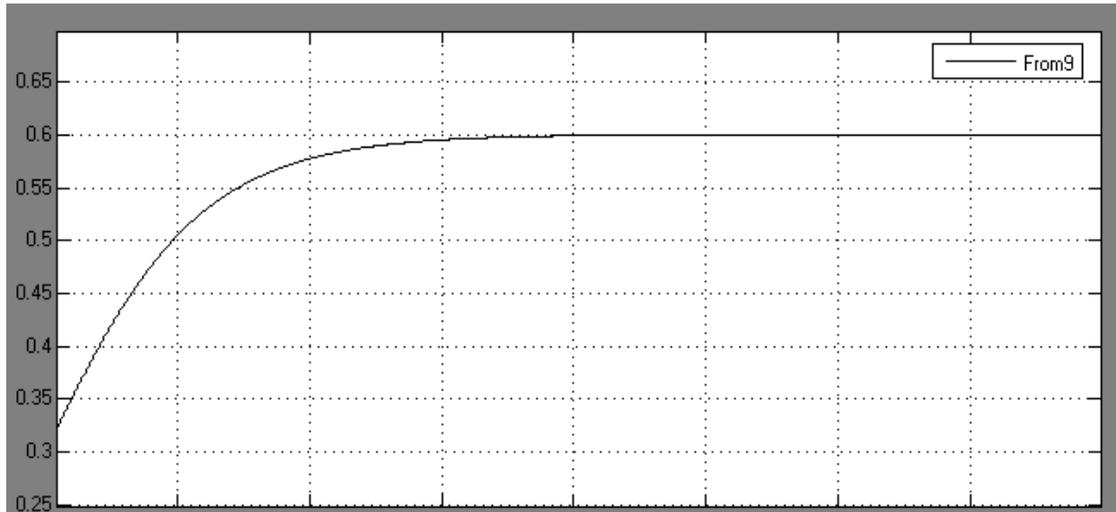


Figura 4.7 - Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 11 m/s (pu)

Observa-se que um vento com velocidade de 11 m/s faz com que a turbina estudada gere **0,6pu**, ou **900kW**.

4.2.2.6 Simulação com vento de 12 m/s

A curva potência ativa gerada x tempo para um vento com velocidade de 12 m/s é apresentado na figura 4.8:

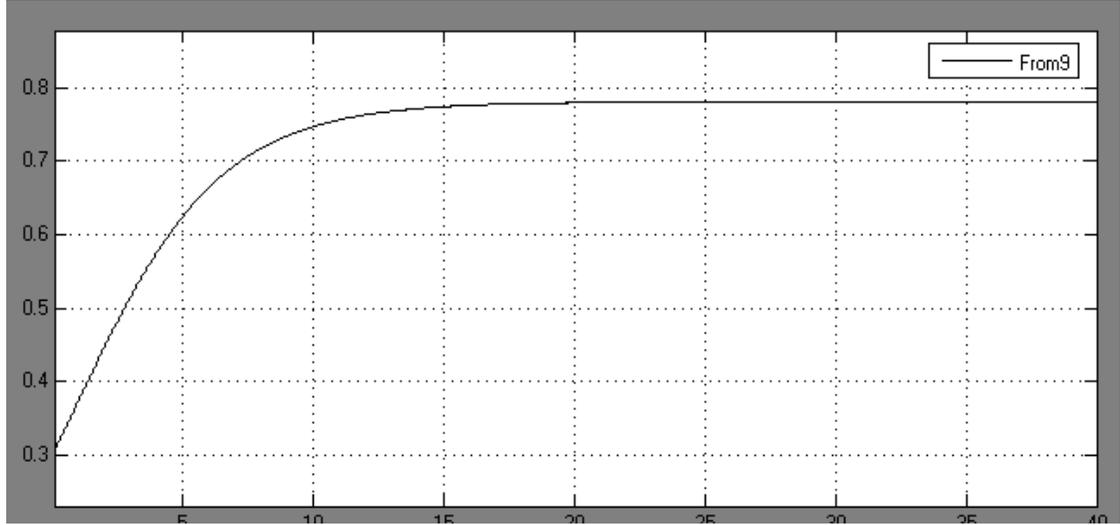


Figura 4.8 - Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 12 m/s (pu)

Observa-se que um vento com velocidade de 12 m/s faz com que a turbina estudada gere **0,78pu**, ou **1170kW**.

4.2.2.7 Simulação com vento de 13 m/s

A curva potência ativa gerada x tempo para um vento com velocidade de 13 m/s é apresentado na figura 4.9:

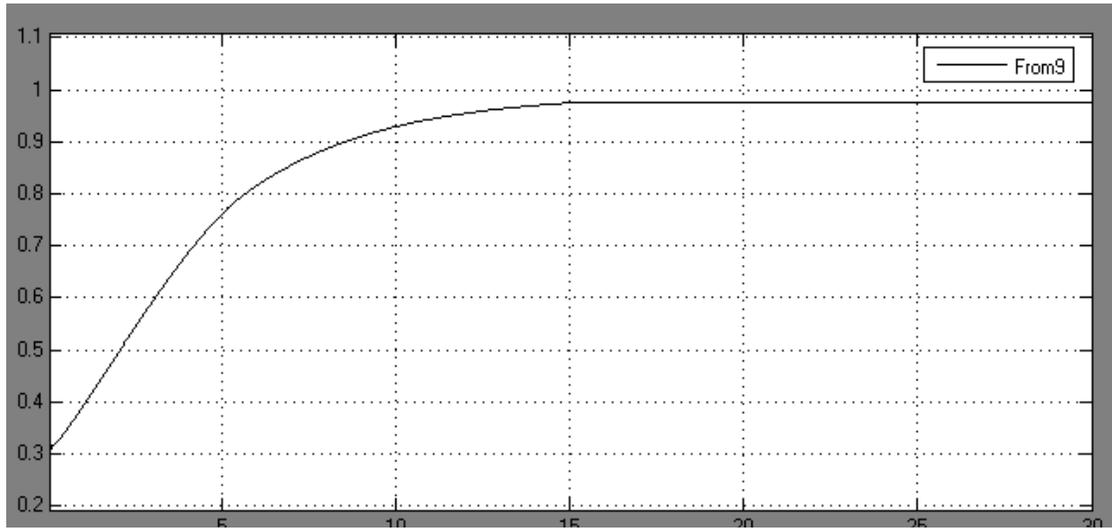


Figura 4.9 - Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 13 m/s (pu)

Observa-se que um vento com velocidade de 13 m/s faz com que a turbina estudada gere **0,98pu**, ou **1470kW**.

4.2.2.8 Simulação com vento de 14 m/s

A curva potência ativa gerada x tempo para um vento com velocidade de 14 m/s é apresentado na figura 4.10:

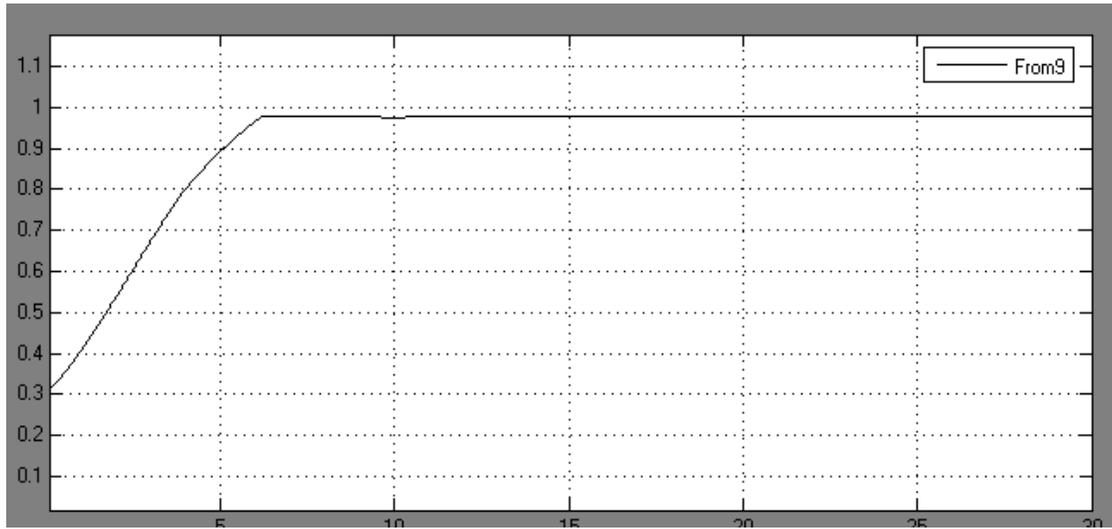


Figura 4.10 - Curva potência ativa x tempo para a velocidade de vento de 14 m/s (pu)

Observa-se que um vento com velocidade de 14 m/s faz com que a turbina estudada gere **0,98pu**, ou **1470kW**.

A curva potência ativa x velocidade do vento que se encontra com todos os dados consolidados se encontram na figura 4.11:

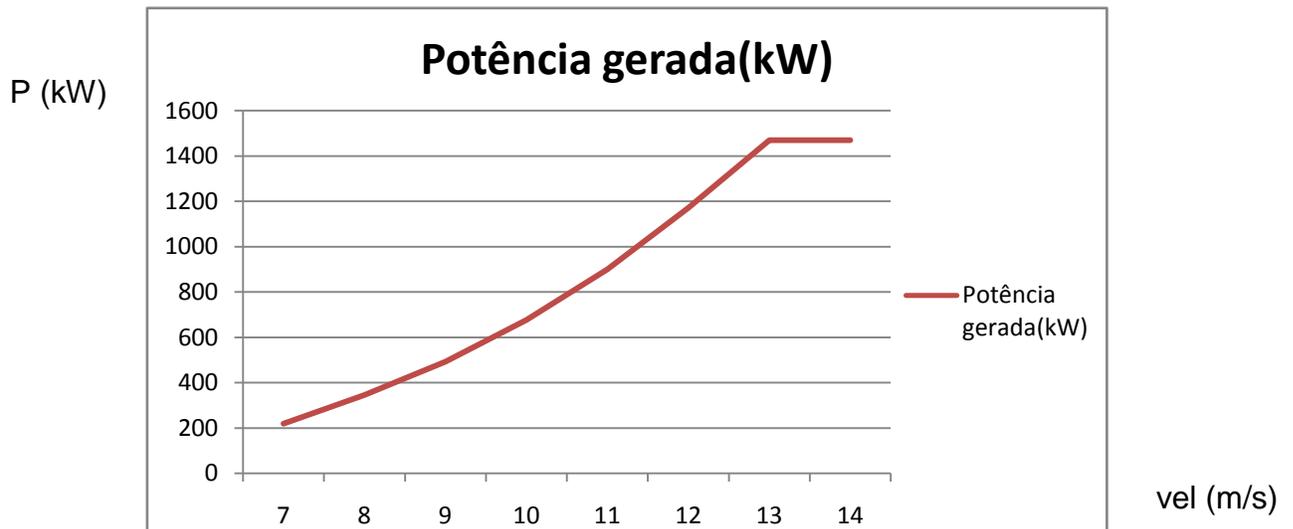


Figura 4.11 – Curva potência ativa gerada x velocidade do vento do aereo gerador estudado

Constata-se, portanto, que a turbina eólica estudada irá trabalhar com o ângulo de ataque das pás quando se deparar com ventos de velocidades maiores ou iguais a 13 m/s com o intuito de limitar a potência mecânica entregue ao gerador.

4.2.3 COMPORTAMENTO DO GERADOR COM VENTOS ACIMA DO NOMINAL

4.2.3.1 Velocidade do vento de 15 m/s

Nesta seção será realizada uma simulação em que o aero gerador estará sob a ação de ventos de 15 m/s. O intuito desta simulação é mostrar o comportamento da potência gerada, assim como a rotação do eixo e o ângulo de ataque das pás.

A figura a seguir mostra o comportamento da rotação do eixo da máquina e do ângulo de ataque em função do tempo para um vento com velocidade de 15 m/s.

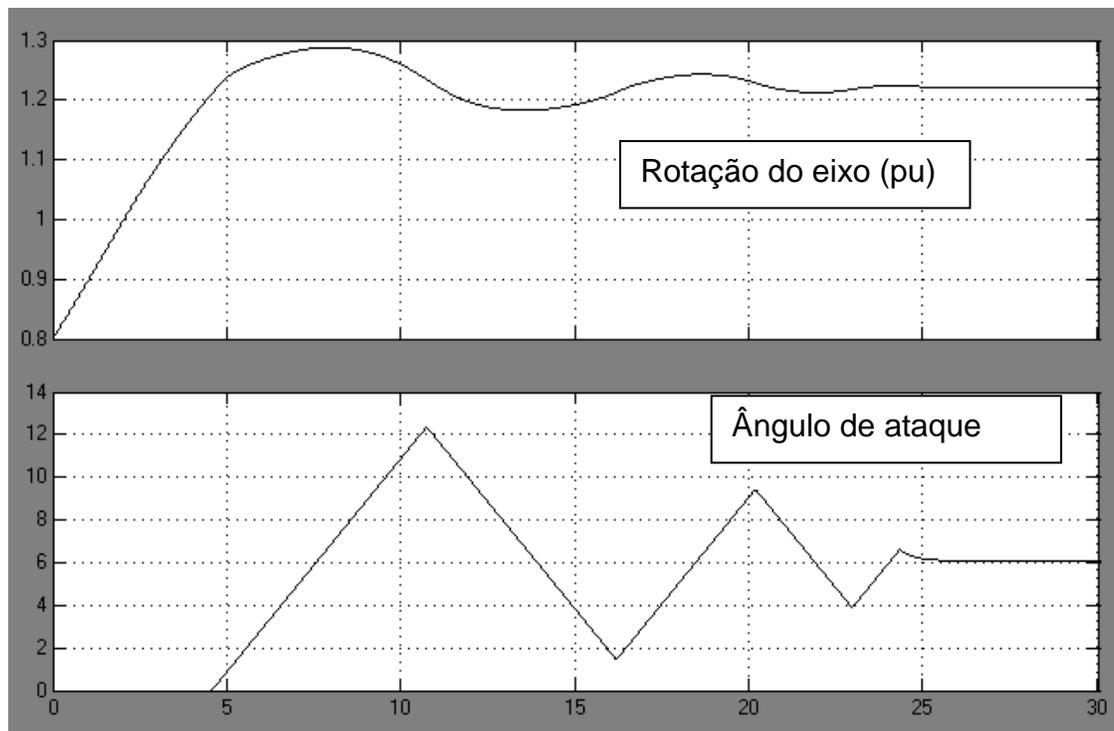


Figura 4.12 – Rotação do eixo (pu) e ângulo de ataque em função do tempo para um vento de 15 m/s

Observa-se que a partir do momento que a rotação do eixo passa de 1,2 pu, o ângulo de ataque inicia uma rampa de subida de $2^\circ/\text{s}$, conforme especificado anteriormente no capítulo 4.1.4 e se estabiliza em 6° .

A seguir é apresentada a curva da potência ativa gerada em função do tempo, para um vento de 15 m/s.

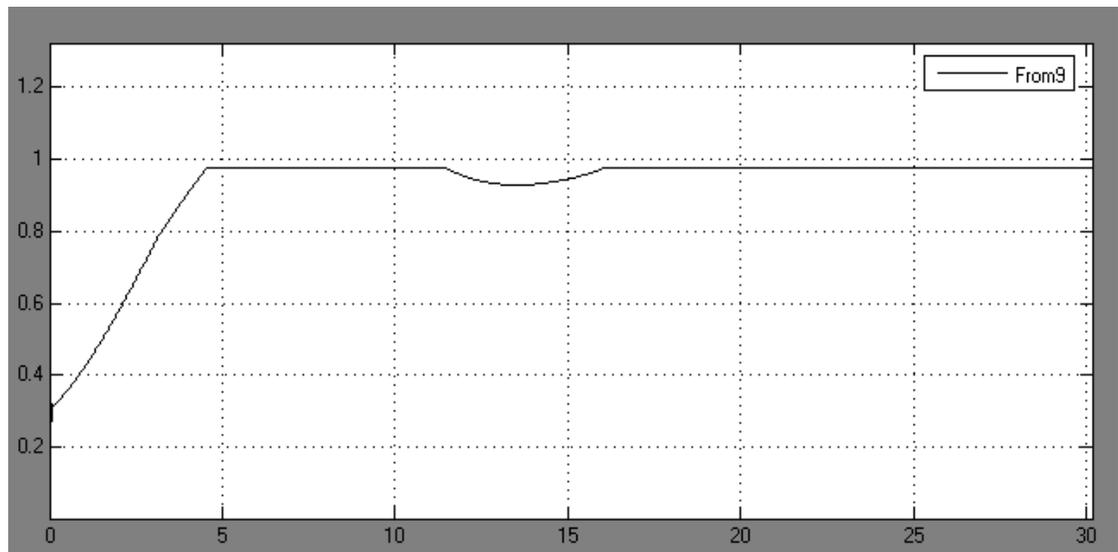


Figura 4.13 – Curva potência ativa gerada x tempo para um vento de 15 m/s

Pode-se observar que entre 12 e 16 segundos existe um afundamento de potência gerada, devido à queda de velocidade de rotação do eixo em relação a nominal, a qual ocorre no mesmo intervalo de tempo.

A figura 4.14 mostra as curvas de torque mecânico e elétrico respectivamente durante a ação do vento de 15 m/s.

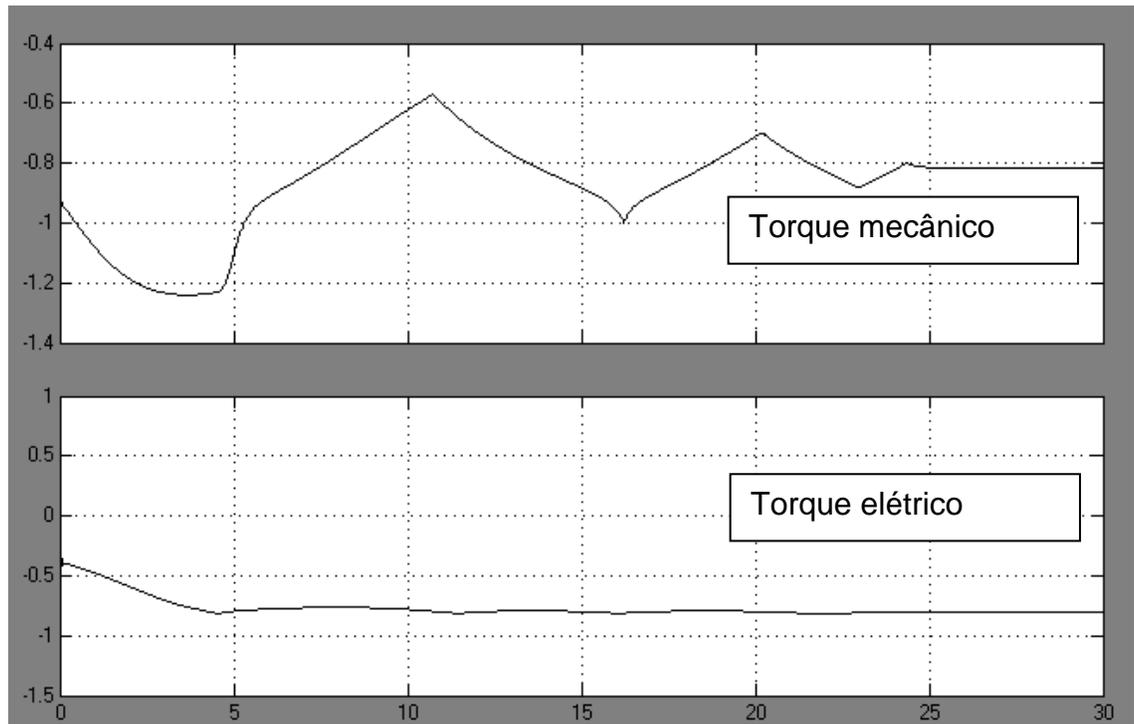


Figura 4.14 – Curvas dos torque mecânico (pu) e elétrico (pu) respectivamente para ventos com velocidade de 15 m/s

Pode-se observar que o torque mecânico segue o inverso das variações de ângulo de passo, ou seja, quando se aumenta o ângulo de passo alivia-se o torque mecânico, já o torque elétrico assemelha-se à potência ativa gerada.

4.2.3.2 Velocidade do vento de 20 m/s

Nesta seção será realizada uma simulação em que o aero gerador estará sob a ação de ventos de 20 m/s. O intuito desta simulação é mostrar o comportamento da potência gerada, assim como a rotação do eixo e o ângulo de ataque das pás.

A figura 4.15 mostra o comportamento da rotação do eixo da máquina e do ângulo de ataque em função do tempo para um vento com velocidade de 20 m/s.

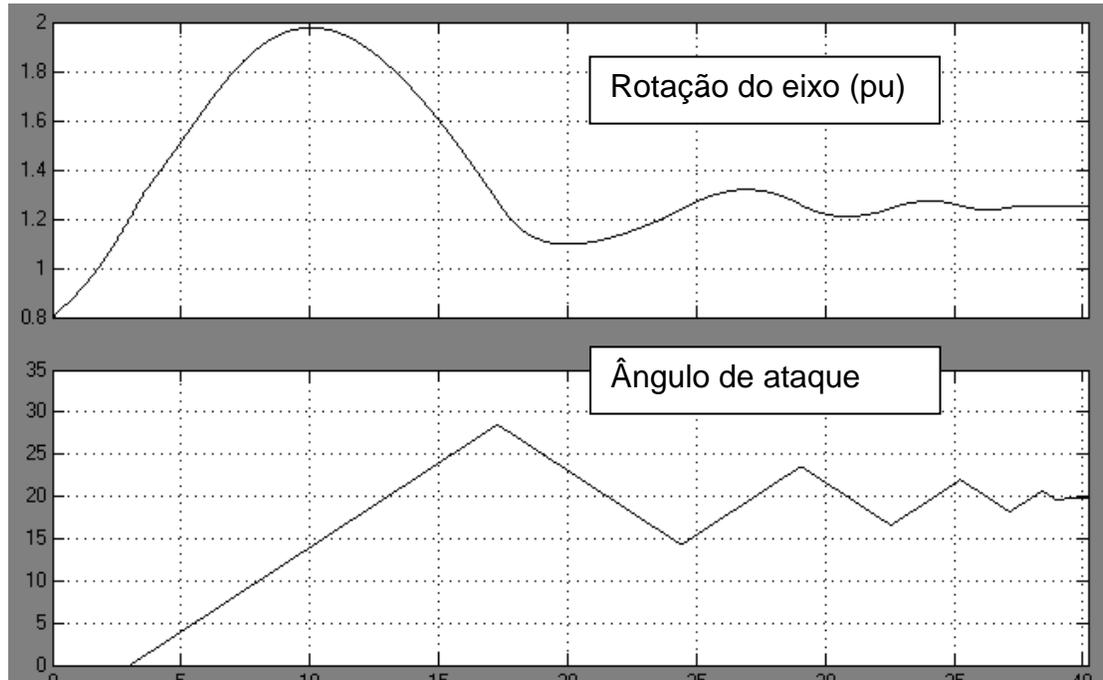


Figura 4.15 - Rotação do eixo (pu) e ângulo de ataque em função do tempo para um vento de 20 m/s

Observa-se que a partir do momento que a rotação do eixo passa de 1,2 pu, o ângulo de ataque inicia uma rampa de subida de $2^\circ/\text{s}$, conforme especificado anteriormente no capítulo 4.1.4 e se estabiliza em 20° .

A figura 4.16 mostra a curva da potência ativa gerada em função do tempo, para um vento de 20 m/s.

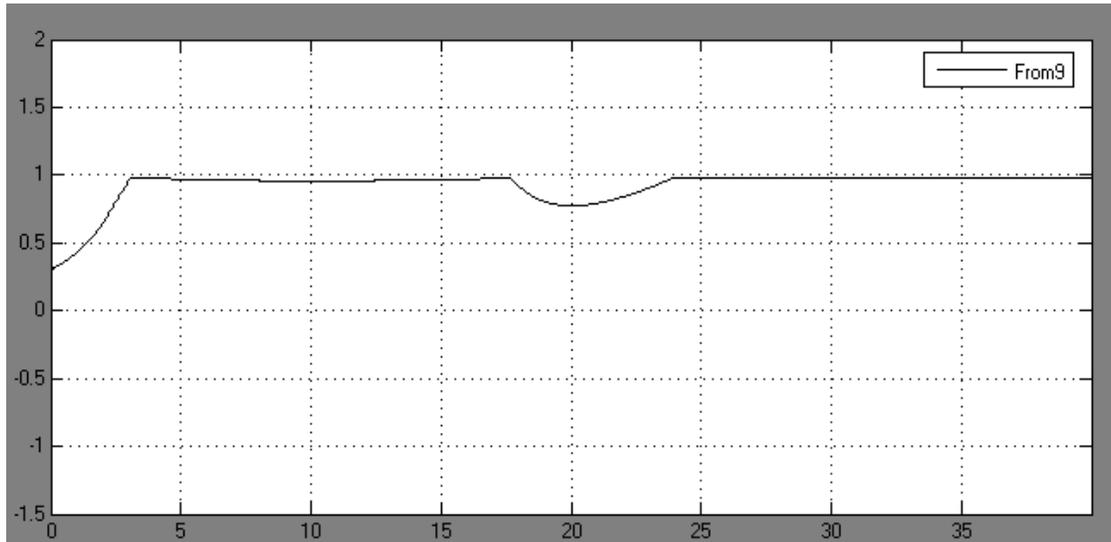


Figura 4.16 - Curva potência ativa gerada x tempo para um vento de 20 m/s

Pode-se observar que entre 18 e 24 segundos existe um afundamento de potência gerada, devido à queda de velocidade de rotação do eixo em relação a nominal, a qual ocorre no mesmo intervalo de tempo.

A figura 4.17 mostra as curvas de torque mecânico e elétrico respectivamente durante a ação do vento de 20 m/s.

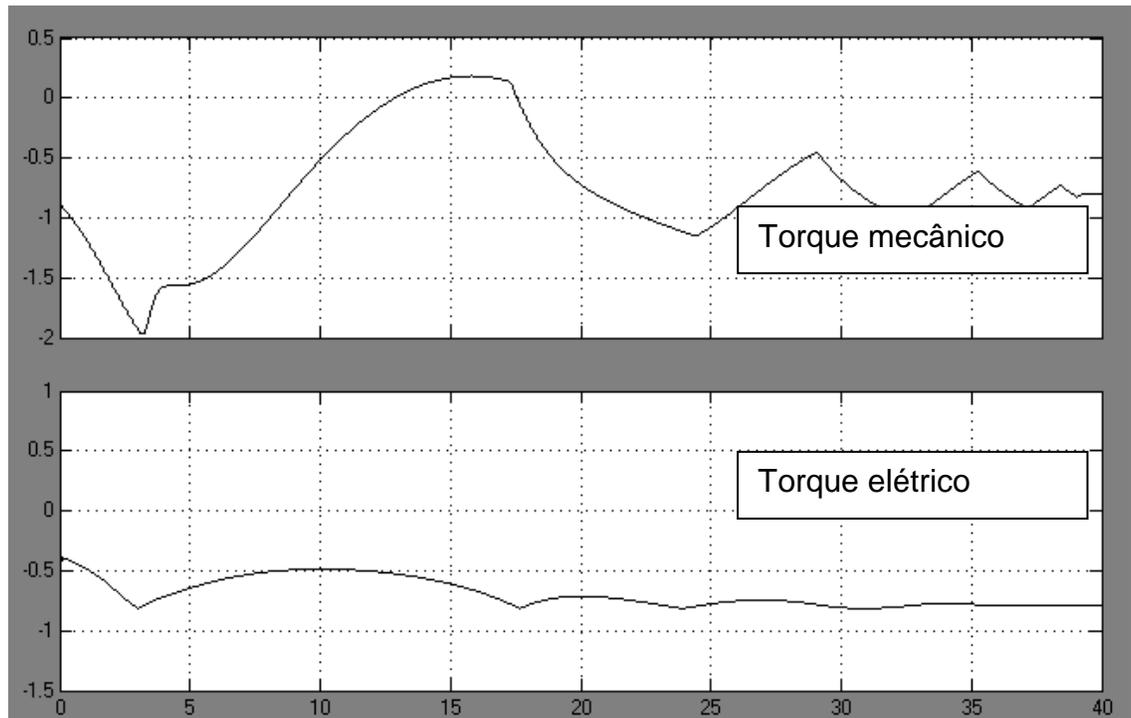


Figura 4.17 – Curvas de torque mecânico (pu) e elétrico (pu) respectivamente.

Observa-se que, conforme a simulação com o vento de 15 m/s o torque mecânico acompanha o inverso do ângulo de passo, porém existe uma variação levemente mais acentuada no torque elétrico, devido ao grande valor de velocidade do vento.

Conclui-se que ao energizar o aero gerador em questão, quando este está sujeito a velocidades de vento muito altas (acima de 14 m/s), ocorrerá um afundamento na potência gerada, devido ao processo de estabilização do controle de ângulo de passo das pás, o qual ocasiona uma oscilação na velocidade de rotação do eixo do gerador.

4.2.4 COMPORTAMENTO DO GERADOR SOB RAJADAS E FALTAS DE VENTO

4.2.4.1 Sob rajadas de vento

Nesta seção será realizada uma simulação em que o aero gerador estará sob a ação de um vento de 13 m/s. A partir dos 25 segundos o aero gerador se depara a uma rajada de vento que chega a 23 m/s. A figura a seguir mostra as curvas de velocidade do vento, velocidade de rotação do eixo e ângulo das pás respectivamente.

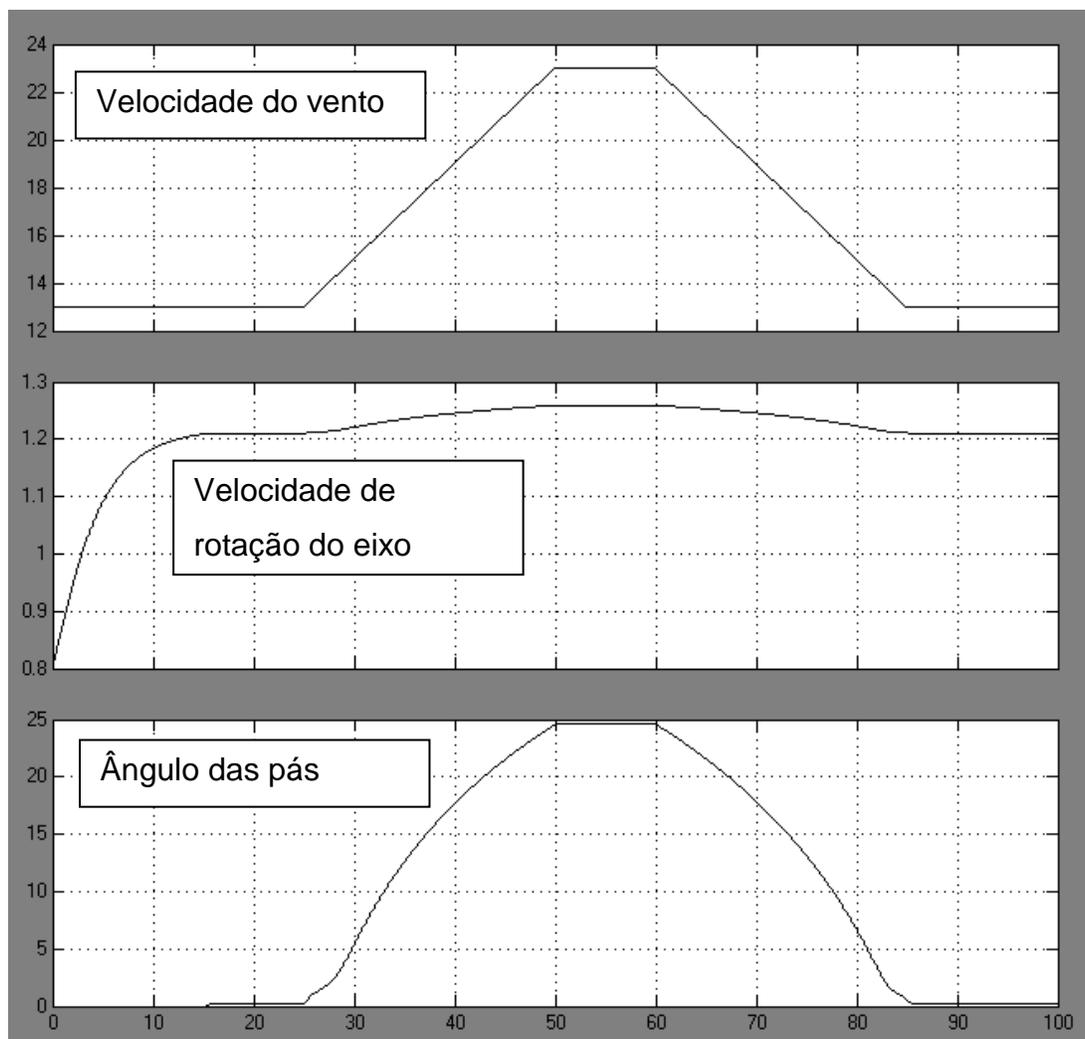


Figura 4.18 – Curvas de velocidade do vento (m/s) rotação do eixo (pu) e ângulo das pás (graus) em função do tempo, para uma rajada de vento.

Pode-se observar que para esta rajada de vento o aero gerador se comportou bem, visto que a velocidade de rotação do eixo não sofreu grandes variações. O ângulo das pás chegou a um pico de 25 graus (20 graus a menos do máximo).

A próxima figura mostra o comportamento da potência ativa gerada, frente à rajada de vento.

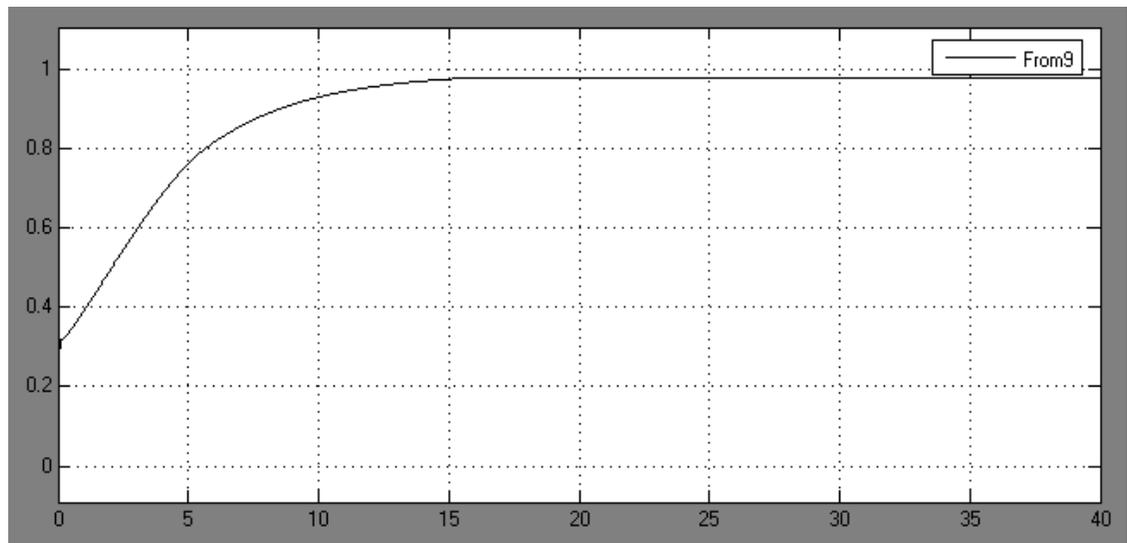


Figura 4.19 – Curva da potência ativa gerada frente à rajada de vento com velocidade de 23m/s.

Observa-se que o aero gerador em estudo está disposto a suportar rajadas de vento de 23 m/s com taxa de subida conforme a mostrada neste capítulo sem que haja variações na potência ativa gerada. Concluindo que, neste caso, o trabalho do ângulo das pás garantiu a estabilidade da geração.

A figura 4.20 mostra os comportamentos dos torques mecânico e elétrico do gerador durante a rajada.

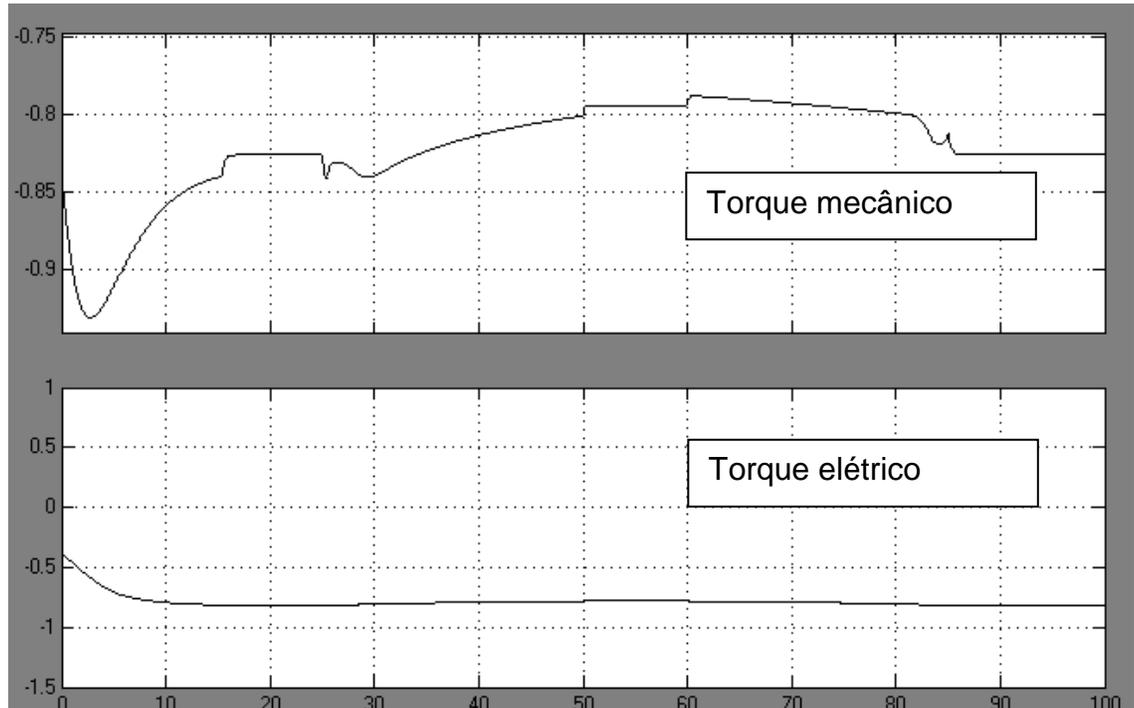


Figura 4.20 – Curvas de torque mecânico (pu) e elétrico (pu) em função do tempo frente à rajada de vento com velocidade de 23m/s.

Pode-se observar que o torque mecânico sofre bruscas variações durante a rajada de vento, já o torque elétrico acompanha uma curva próxima a da potência gerada.

4.2.4.2 Sob falta de vento

Nesta seção será realizada uma simulação em que o aero gerador estará sob a ação de um vento de 13 m/s. A partir dos 25 segundos o aero gerador se depara a uma falta de vento que chega a 7 m/s. A figura 4.20 mostra as curvas de velocidade do vento, velocidade de rotação do eixo e ângulo das pás respectivamente.

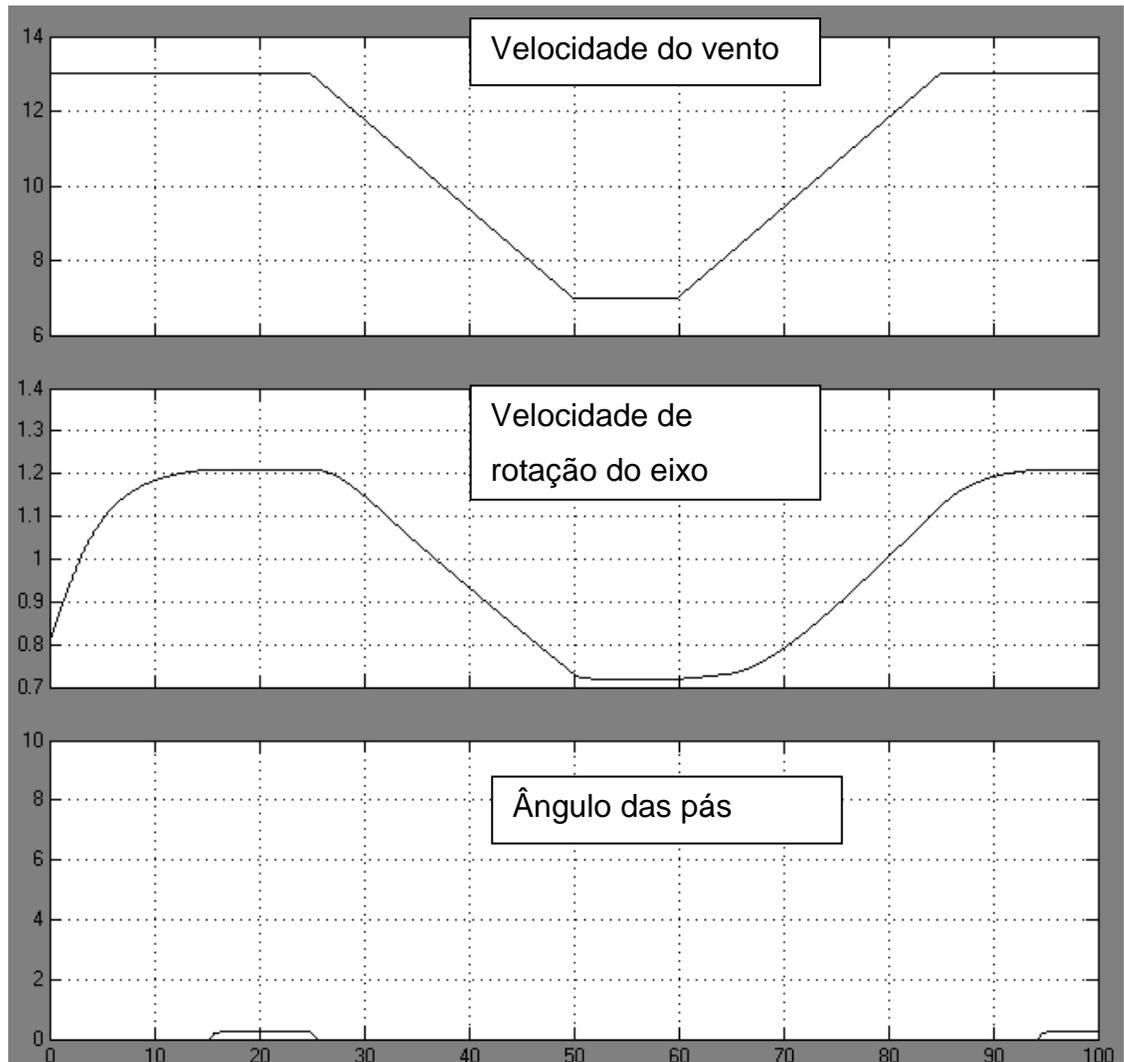


Figura 4.21 - Curvas de velocidade do vento (m/s) rotação do eixo (pu) e ângulo das pás (graus) em função do tempo, para uma falta de vento.

Pode-se observar que a rotação da máquina sofre uma grande variação, a qual acompanha algo parecido com o que ocorre com a velocidade do vento. Já com o ângulo de passo nada ocorre, apenas leves atuações quando o vento tem velocidade de 13 m/s, pois com velocidades abaixo da nominal o ângulo de passo não deve atuar.

A próxima figura mostra o comportamento da potência ativa gerada, frente à falta de vento.

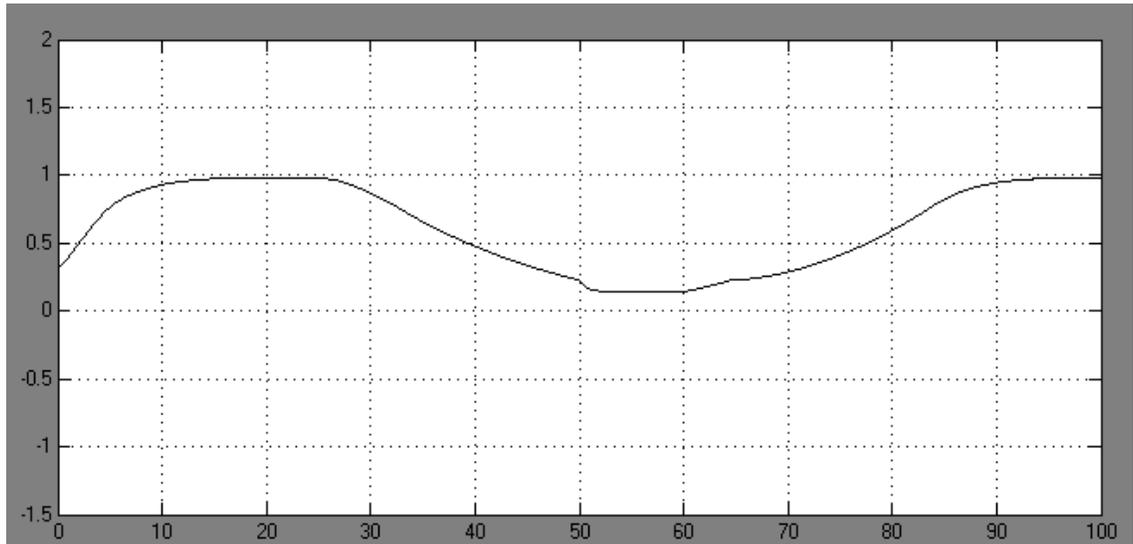


Figura 4.22 - Curva da potência ativa gerada frente à falta de vento que chega a 7 m/s.

Observa-se que a potência ativa gerada sofre uma grande perda devido à falta de vento.

Conclui-se portando que, para o sistema elétrico, é mais saudável existir uma rajada de vento em uma fazenda eólica ao invés de uma falta do mesmo, pois foi observado que com uma rajada considerável não houve variações na potência ativa gerada, já para a falta de vento observou-se uma grande variação.

4.2.5 COMPORTAMENTO DO GERADOR SOB VENTOS OSCILATÓRIOS

4.2.5.1 Ventos oscilatórios com velocidades acima da nominal

Nesta seção será realizada uma simulação em que o aereo gerador estará sob a ação de um vento oscilatório, o qual varia de 13,5 a 16,5 m/s em um período oscilatório de 40 segundos. A figura 4.23 mostra as curvas de velocidade do vento (m/s), velocidade de rotação do eixo (pu) e ângulo de passo das pás (graus) respectivamente.

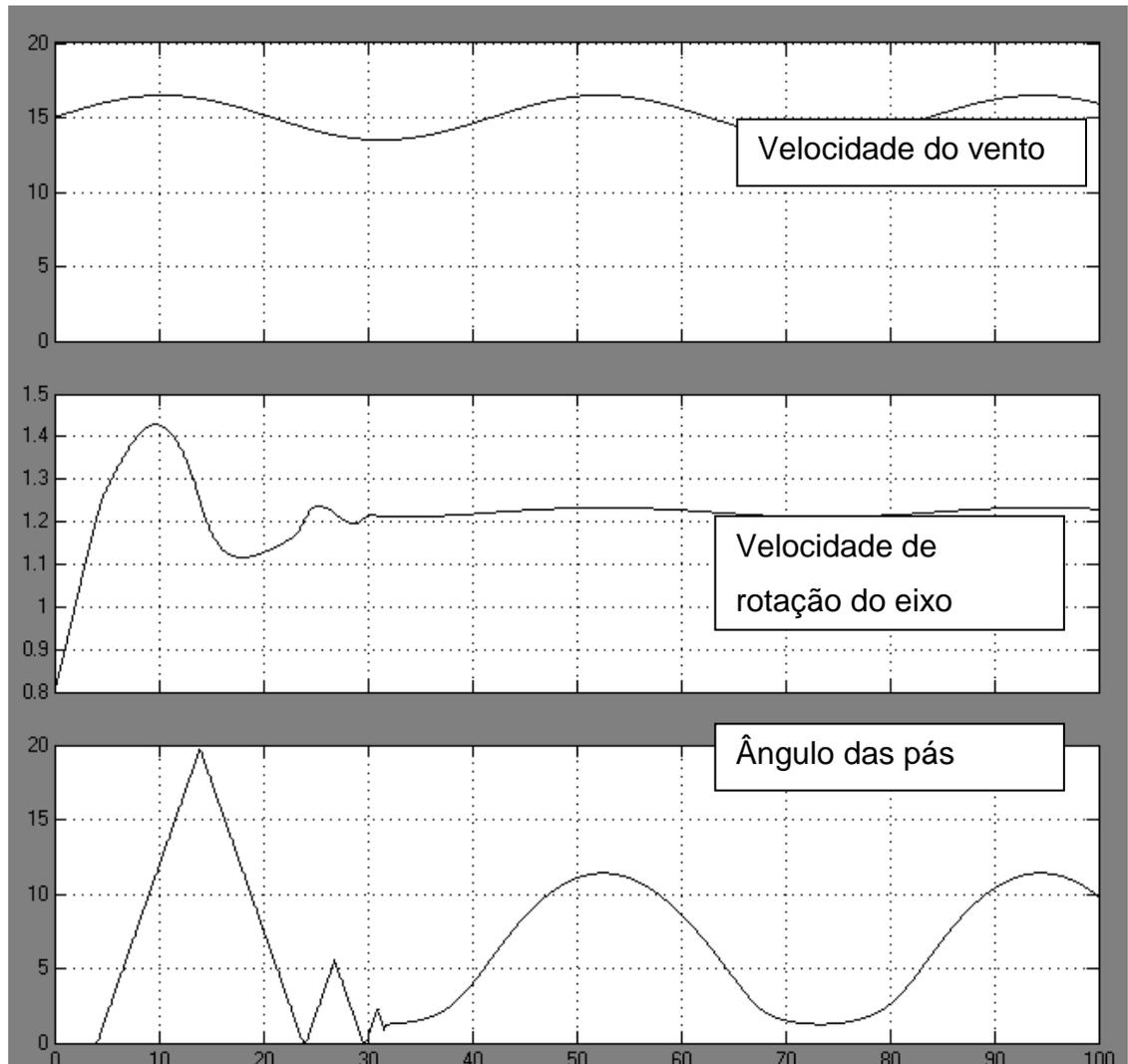


Figura 4.23 – Curvas de velocidade de vento (m/s), velocidade de rotação (pu) e ângulo de passo (graus) para vento oscilatório com velocidades acima da nominal

Observa-se que após a estabilização, a velocidade de rotação do eixo oscila com o mesmo período do vento, porém entre valores que não fogem muito do nominal. O ângulo de passo, após a estabilização, segue um movimento oscilatório com o mesmo período da oscilação do vento.

A figura 4.24 apresenta as curvas de torque mecânico (pu) e torque elétrico (pu) respectivamente, para ventos oscilatórios acima do nominal.

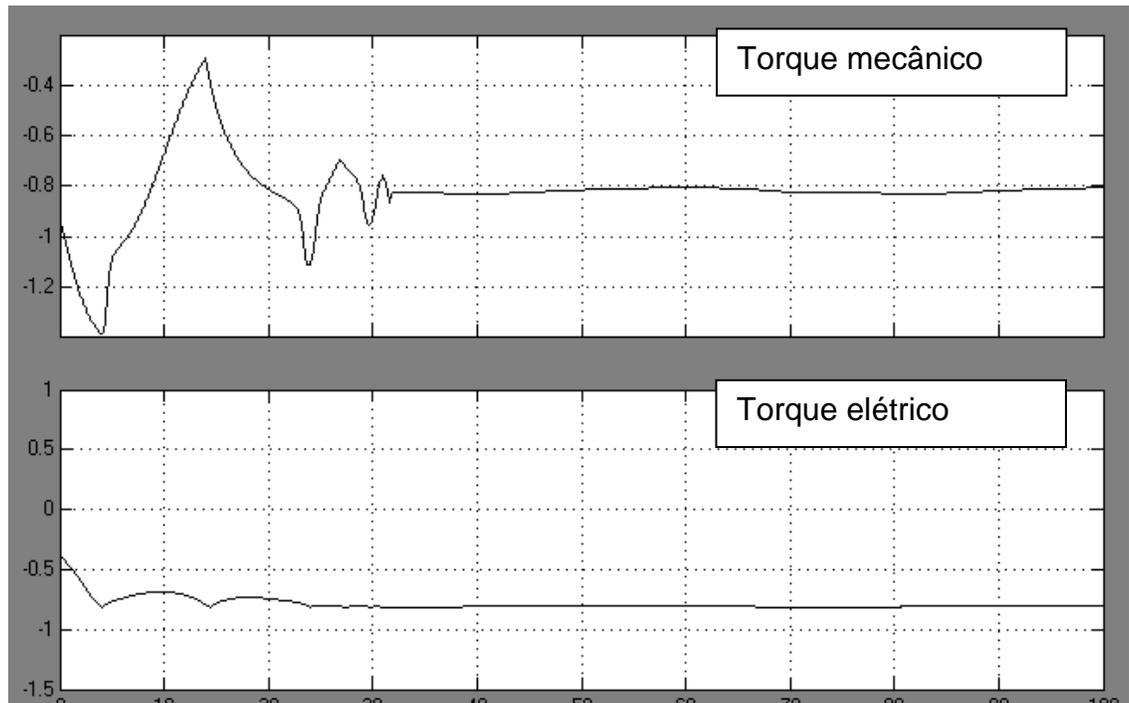


Figura 4.24 – Curvas de torque mecânico e elétrico para ventos oscilatórios acima do nominal

Pode-se observar que o torque mecânico varia bastante no início da simulação e que após a estabilização oscila, porém muito pouco e seguindo o período de oscilação do vento. O torque elétrico oscila no início e se estabiliza após 30 segundos.

A figura 4.25 apresenta a curva de potência ativa gerada (pu) para ventos oscilatórios com velocidades acima da nominal.

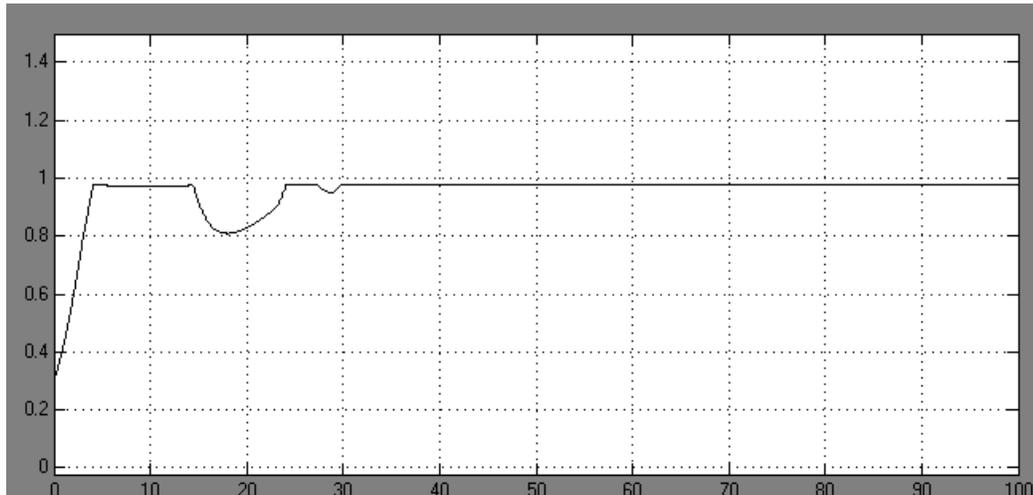


Figura 4.25 – Curva de potência ativa gerada (pu) para ventos oscilatórios com velocidades acima da nominal

Observam-se dois afundamentos de potência ativa gerada no início da simulação os devido à queda da velocidade de rotação do eixo no período em questão. Após a estabilização a potência ativa gerada se mantém constante.

4.2.5.2 Ventos oscilatórios com velocidades abaixo da nominal

Nesta seção será realizada uma simulação em que o aero gerador estará sob a ação de um vento oscilatório, o qual varia de 10 a 13 m/s em um período oscilatório de 40 segundos. A figura 4.26 mostra as curvas de velocidade do vento (m/s), velocidade de rotação do eixo (pu) e ângulo de passo das pás (graus) respectivamente para ventos oscilatórios com velocidades abaixo da nominal.

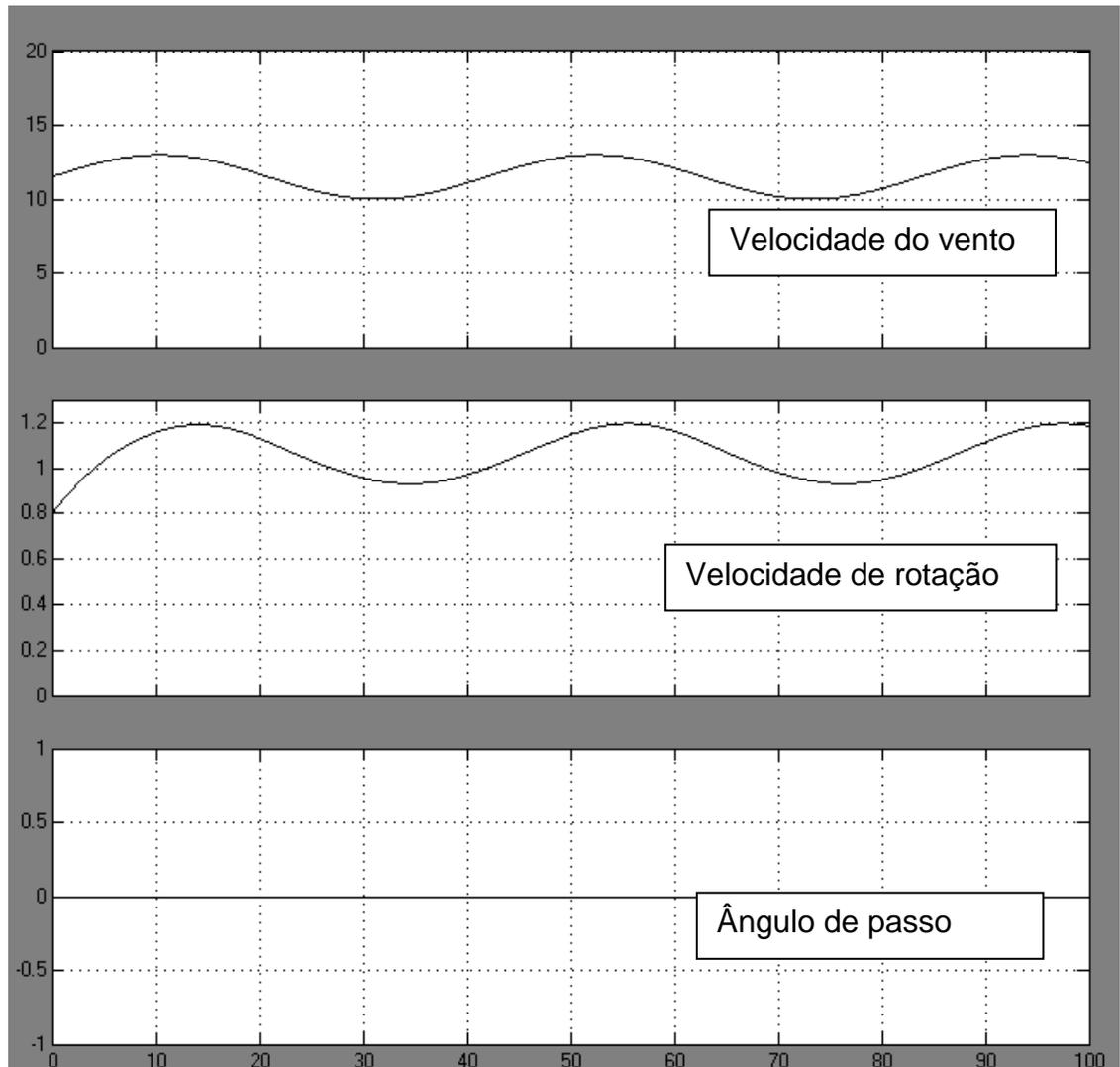


Figura 4.26 – Curvas de velocidade de vento (m/s), velocidade de rotação (pu) e ângulo de passo (graus) para vento oscilatório com velocidades abaixo da nominal

Pode-se observar que a velocidade de rotação do eixo oscila com o mesmo período da oscilação do vento e que o ângulo de passo permanece na posição de 0 graus, devido ao fato de não existir velocidades de vento acima da nominal nesta simulação.

A figura 4.27 apresenta as curvas de torque mecânico (pu) e torque elétrico (pu) respectivamente, para ventos oscilatórios com velocidades abaixo da nominal.

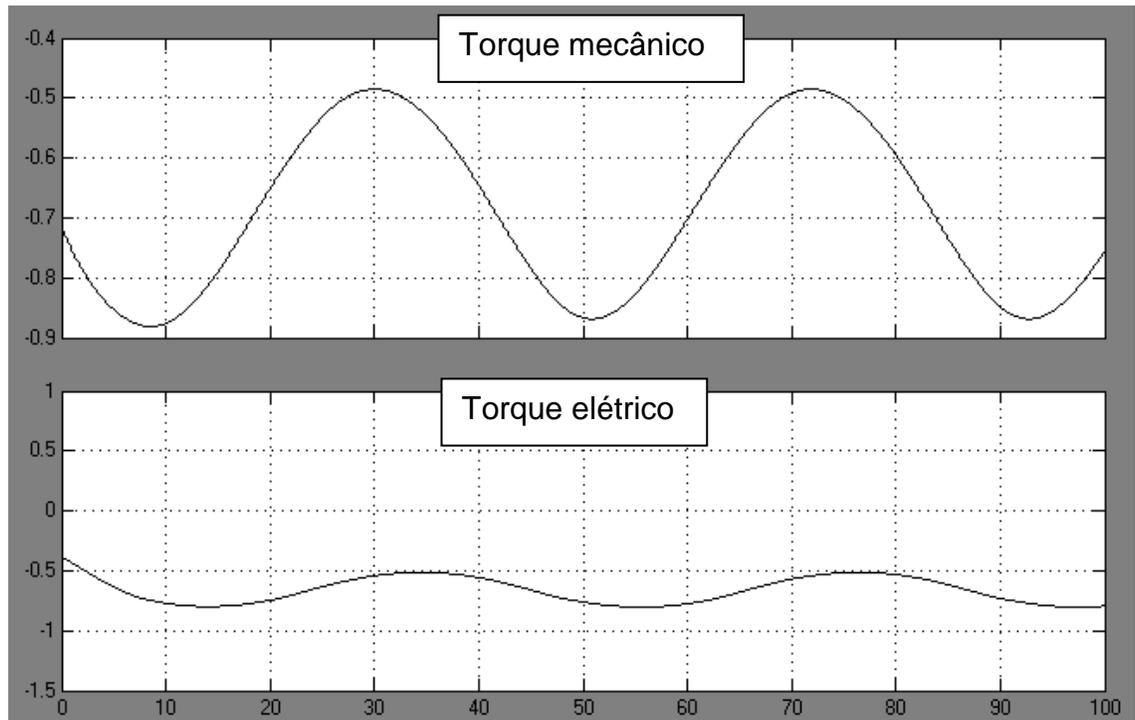


Figura 4.27 – Curvas de torque mecânico (pu) e elétrico (pu) para ventos oscilatórios com velocidades abaixo da nominal

Observa-se que os torques mecânico e elétrico seguem uma curva similar as do ângulo de ataque e velocidade do vento; ambas oscilam no mesmo período.

A figura 4.28 apresenta a curva de potência ativa gerada (pu) para ventos oscilatórios com velocidades abaixo da nominal.

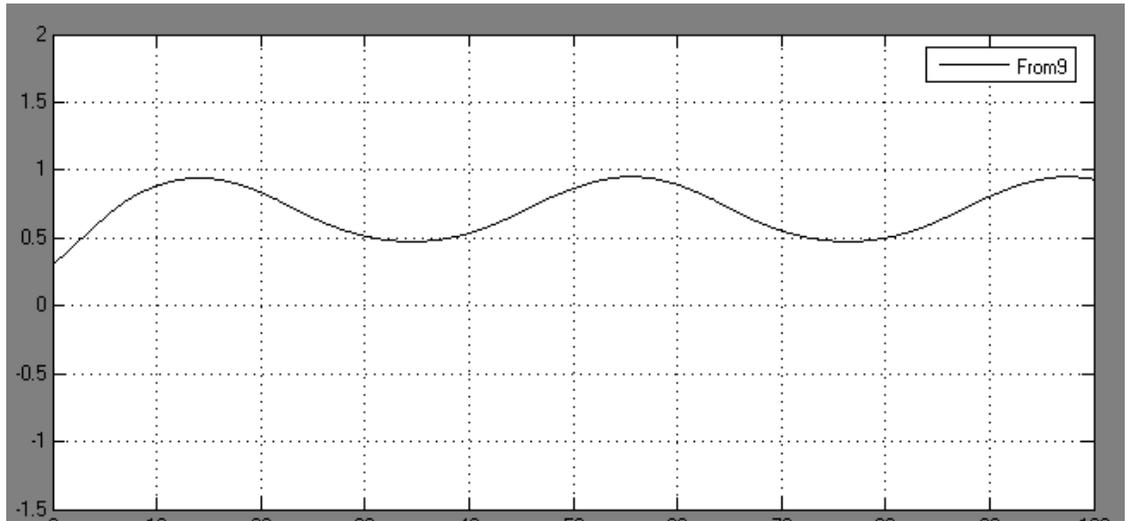


Figura 4.28 – Curva de potência ativa gerada (pu) para ventos oscilatórios com velocidades abaixo da nominal

Observa-se que a potência oscila junto ao vento quando este está com velocidades abaixo da nominal.

Pode-se concluir com as duas últimas simulações, que é preferível para o sistema elétrico existir ventos oscilatórios que estejam com velocidades acima da nominal a que ventos oscilatórios com baixas velocidades. Pois assim o controle de ângulo de passo garantirá uma potência ativa gerada constante quando houver oscilações de vento com velocidades acima da nominal.

4.2.6 COMPORTAMENTO DO GERADOR NO FORNECIMENTO DE POTÊNCIA REATIVA

4.2.6.1 Comportamento do gerador no fornecimento de potência reativa indutiva

Nesta seção será realizada uma simulação em que o aero gerador estará sob a ação de um vento constante de 13 m/s. A partir dos 30 segundos a tensão do sistema cai de 1,0 para 0,95 pu a figura 4.29 mostra a curva de tensão na barra de 138 kV.

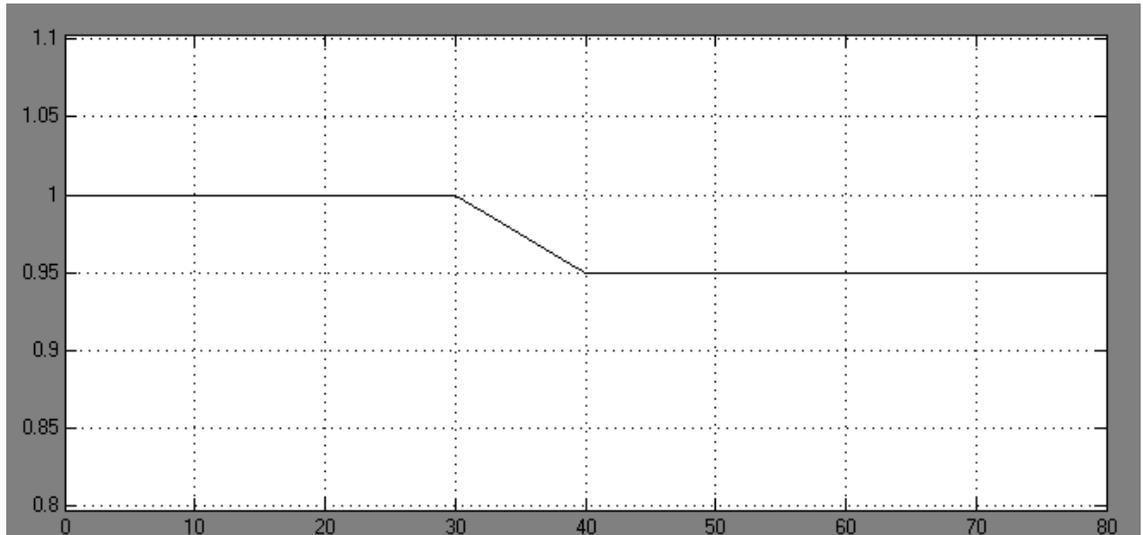


Figura 4.29 – Queda em rampa de 0,05 pu na tensão do sistema de 138 kV

A figura 4.30 mostra o comportamento das potências ativa (pu) e reativa indutiva (pu) gerada pelo aere gerador para a queda em rampa da tensão no sistema.

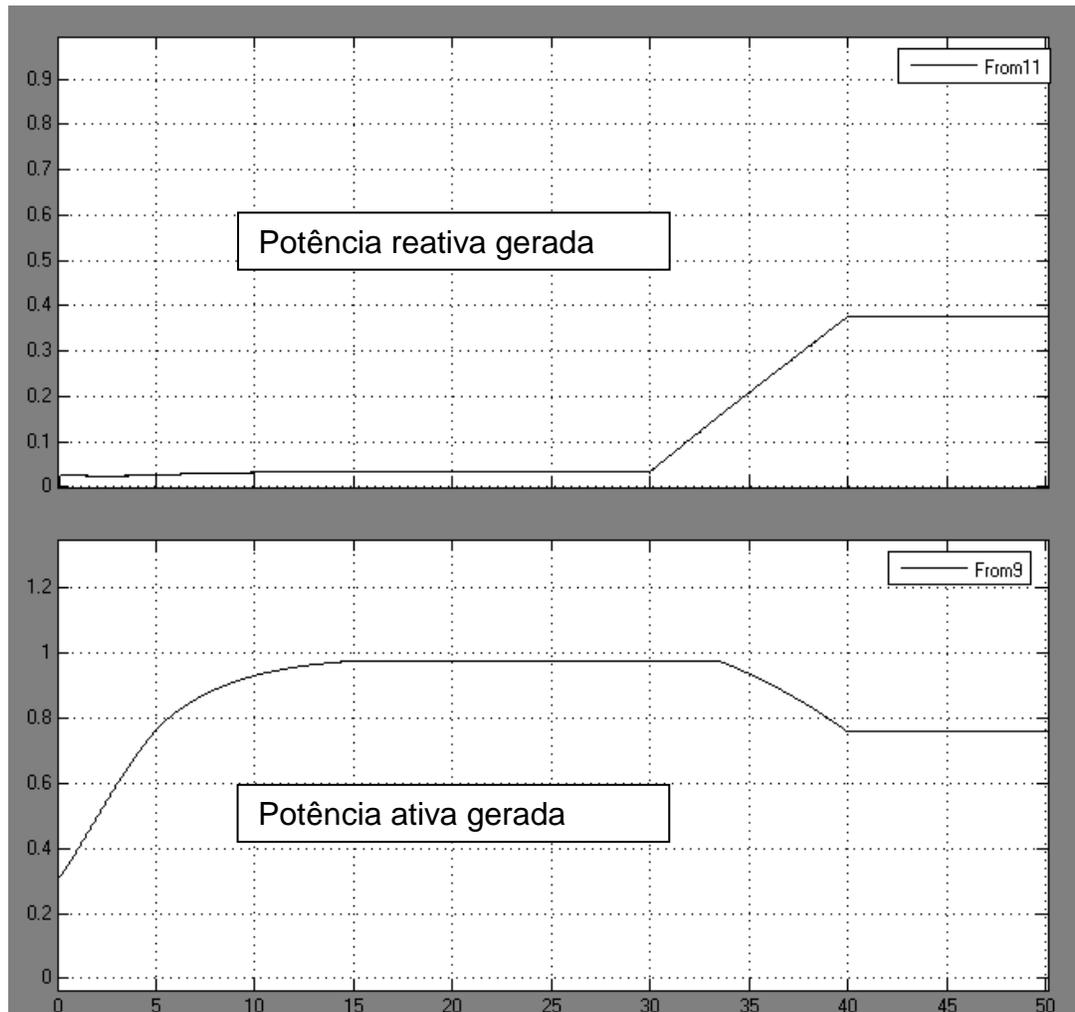


Figura 4.30 – Curvas de potência reativa (pu) e ativa (pu) gerada no momento da queda de tensão de 0,05 pu do sistema de 138 kV

Pode-se observar que no período da queda da tensão (30 a 40 segundos) existe uma rampa de subida de potência reativa gerada, a qual chega até 0,38 pu em contra partida a potência ativa gerada cai para 0,76 pu.

A figura 4.31 mostra o comportamento da velocidade de rotação do eixo da máquina (pu) e do ângulo de passo das pás (graus) no momento do fornecimento de potência reativa.

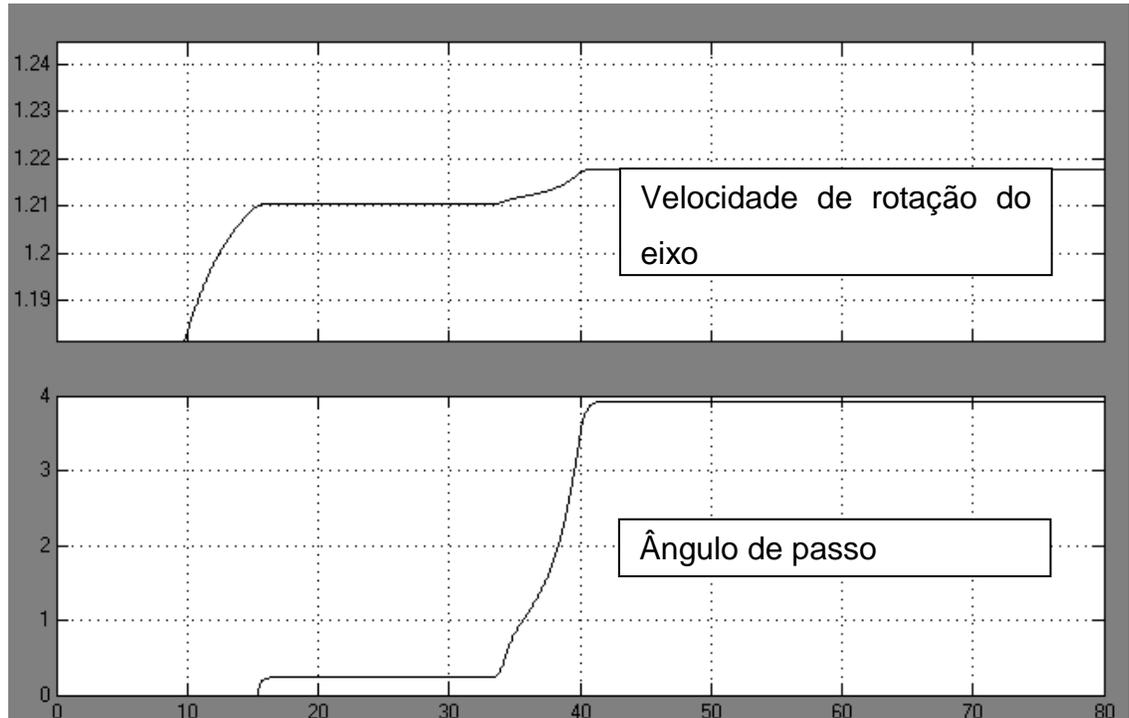


Figura 4.31 – Curvas de velocidade de rotação do eixo (pu) e ângulo de passo (graus) no momento do fornecimento de potência reativa

Observa-se que a velocidade de rotação da máquina passa o valor nominal (1,21 pu) e chega em aproximadamente 1,22 pu. O controle de ângulo de passo atua e se estabiliza em aproximadamente 4 graus.

A figura 4.32 mostra o comportamento dos torques mecânico (pu) e elétrico (pu), no momento do fornecimento de potência reativa.

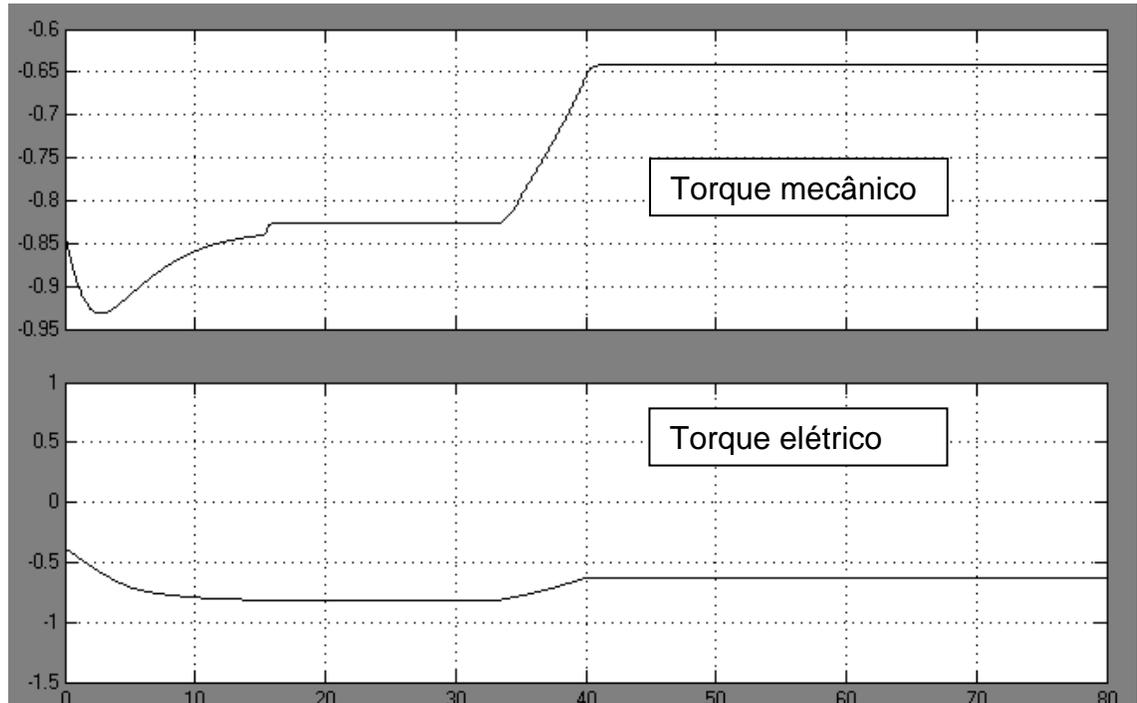


Figura 4.32 – Curvas de torque mecânico (pu) e elétrico (pu) durante o fornecimento de potência reativa indutiva

Pode-se observar que o torque mecânico diminui à medida que o ângulo de passo aumenta. O torque elétrico se mostra diretamente proporcional à potencia ativa gerada.

Conclui-se que para o aero gerador em estudo fornecer potência reativa indutiva faz-se necessário aumentar a velocidade de rotação da máquina para que o gerador opere em rotação sob síncrona, confirmando a teoria fundamentada no capítulo 3.8.2.3.

4.2.6.2 Comportamento do gerador no fornecimento de potência reativa capacitiva

Nesta seção será realizada uma simulação em que o aero gerador estará sob a ação de um vento constante de 13 m/s. A partir dos 30 segundos a tensão do sistema varia de 1,0 para 1,05 pu em rampa, a figura 4.33 mostra a curva de tensão na barra de 138 kV.

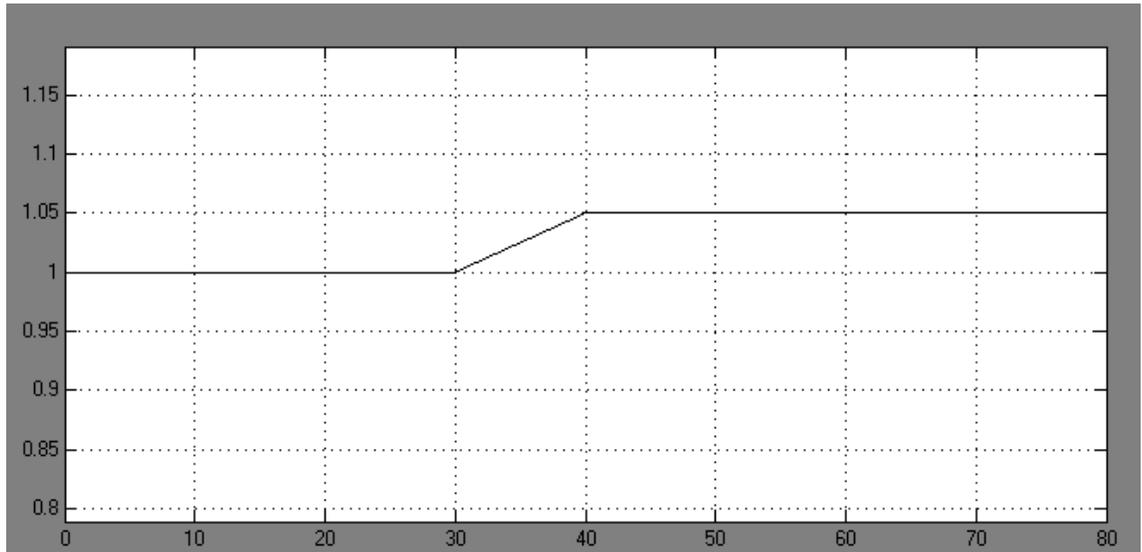


Figura 4.33 – Subida em rampa de 0,05 pu na tensão do sistema de 138 kV

A figura 4.34 mostra o comportamento das potências ativa (pu) e reativa indutiva (pu) gerada pelo aereador para a subida em rampa de tensão.

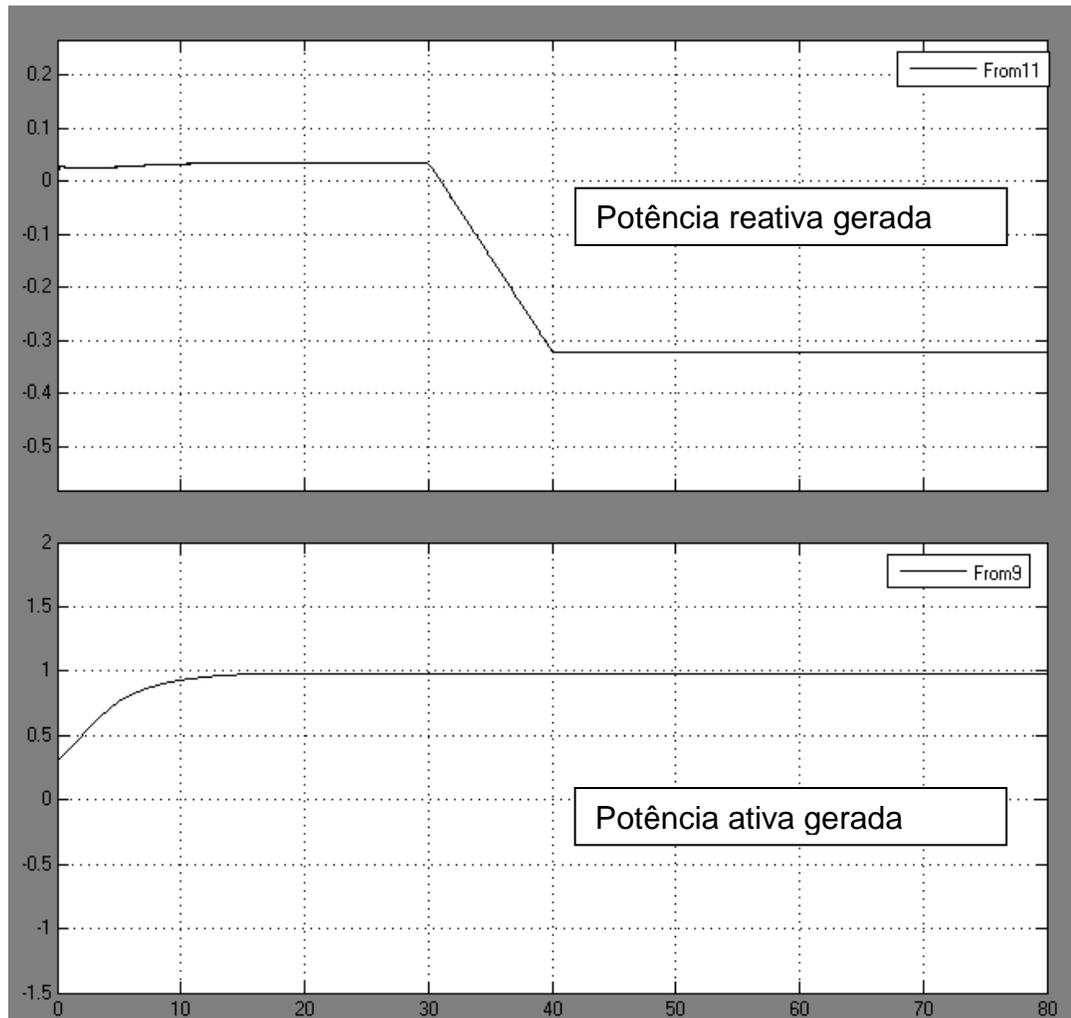


Figura 4.34 Curvas de potência reativa (pu) e ativa (pu) gerada no momento da queda de tensão de 0,05 pu do sistema de 138 kV

Pode-se observar que no período da queda da tensão (30 a 40 segundos) existe uma rampa de descida de potência reativa gerada, a qual chega até -0,32 pu, a potência ativa se mantém nominal.

A figura 4.35 mostra o comportamento da velocidade de rotação do eixo da máquina (pu) e do ângulo de passo das pás (graus) no momento do fornecimento de potência reativa capacitiva.



Figura 4.35 - Curvas de velocidade de rotação do eixo (pu) e ângulo de passo (graus) no momento do fornecimento de potência reativa

Observa-se que, para velocidade do eixo do rotor e ângulo de passo, o comportamento do aero gerador foi o mesmo de quando operando normalmente.

A figura 4.36 mostra o comportamento dos torques mecânico (pu) e elétrico (pu), no momento do fornecimento de potência reativa capacitiva.

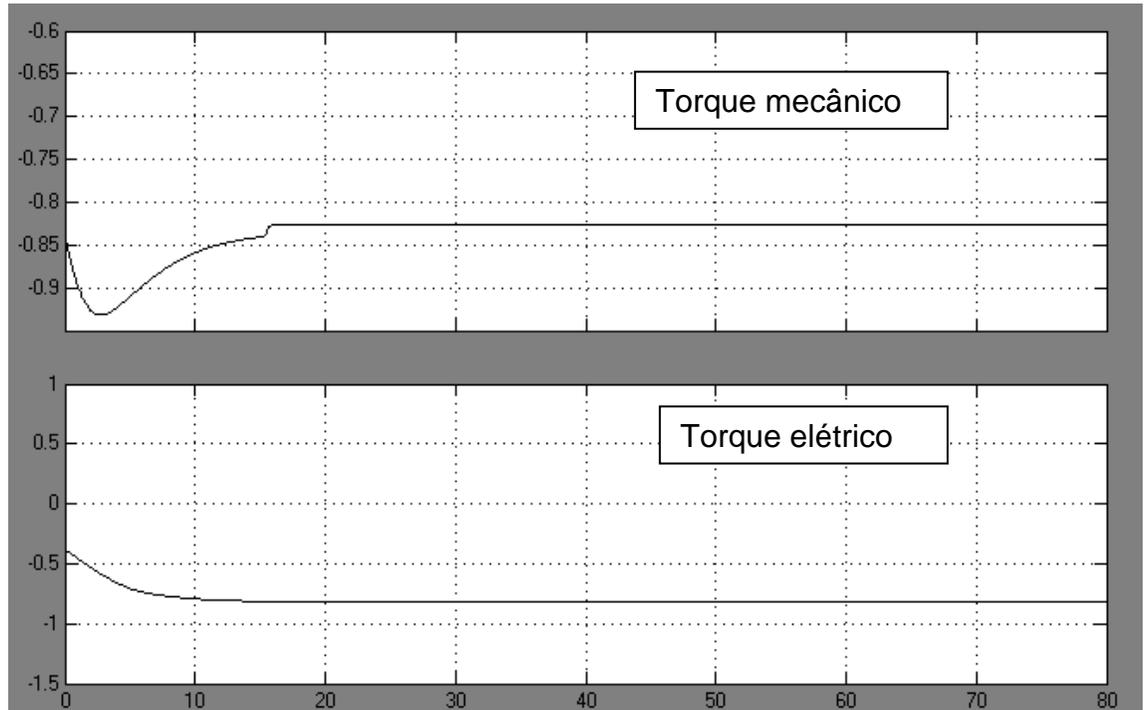


Figura 4.36 - Curvas de torque mecânico (pu) e elétrico (pu) durante o fornecimento de potência reativa capacitiva

Pode-se observar que o torque mecânico tem um comportamento constante devido à não variação do ângulo de passo. O torque elétrico se mostra diretamente proporcional à potência ativa gerada.

4.2.7 COMPORTAMENTO DO GERADOR NA PRESENÇA DE CURTO CIRCUITO

4.2.7.1 Comportamento do gerador na presença de falta fase-terra

Nesta seção foi realizada uma simulação em que o aereo gerador estará sob a ação de um vento constante de 13 m/s. A partir dos 40 segundos ocorre um curto-circuito fase-terra na fase A do lado de 138 kV do transformador durante 2 segundos.

A seguir a figura 4.37 apresenta o comportamento da geração de potência ativa e reativa durante o curto-circuito.

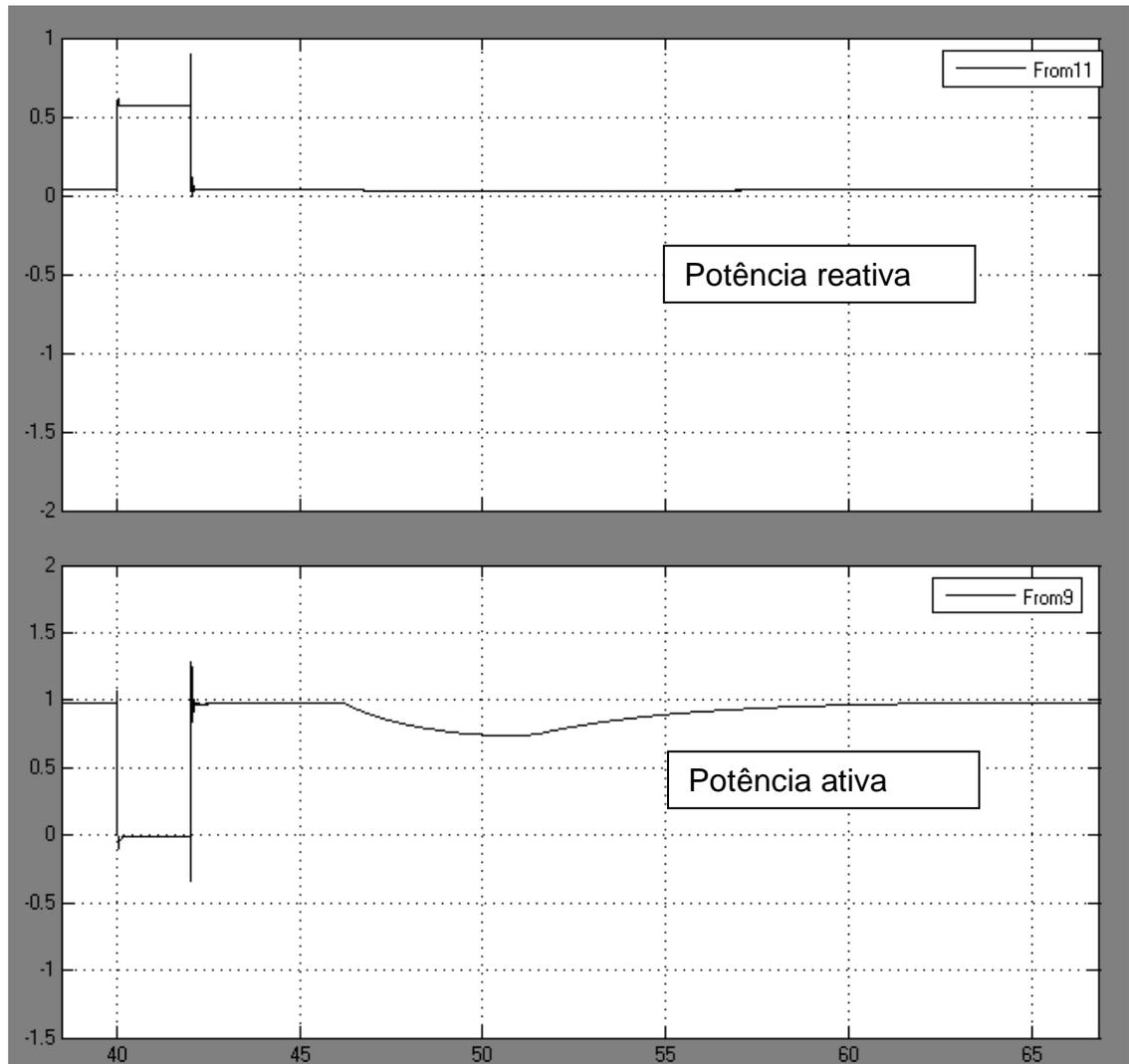


Figura 4.37 – Curvas de potência reativa (pu) e ativa (pu) durante um curto-circuito fase-terra de 2 segundos.

Observa-se que durante o curto-circuito a potência reativa vai a 0.6 pu e a ativa vai a zero com um leve afundamento após à normalização do sistema.

A figura 4.38 apresenta o comportamento da velocidade de rotação do eixo da máquina (pu) e do ângulo de ataque das pás.

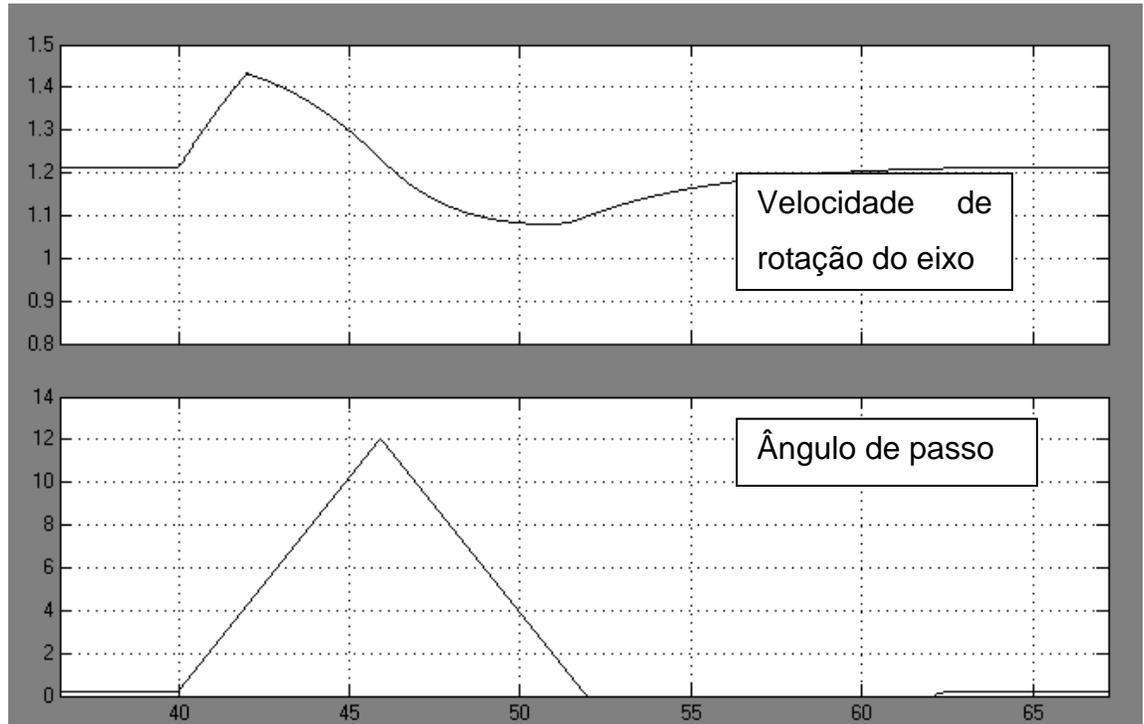


Figura 4.38 – Curvas de velocidade de rotação do eixo e ângulo de passo durante um curto-circuito fase-terra de 2 segundos de duração.

Pode-se observar que a partir dos 40 segundos a turbina entra em disparo e ao mesmo tempo o controle de ângulo de passo entra em operação, chegando em até 14 graus. Devido à oscilação que ocorreu com a velocidade do eixo após à falta, houve um afundamento de potência ativa gerada observado na figura anterior.

A figura 4.39 mostra o comportamento dos torques mecânico e elétrico durante o curto-circuito fase-terra.

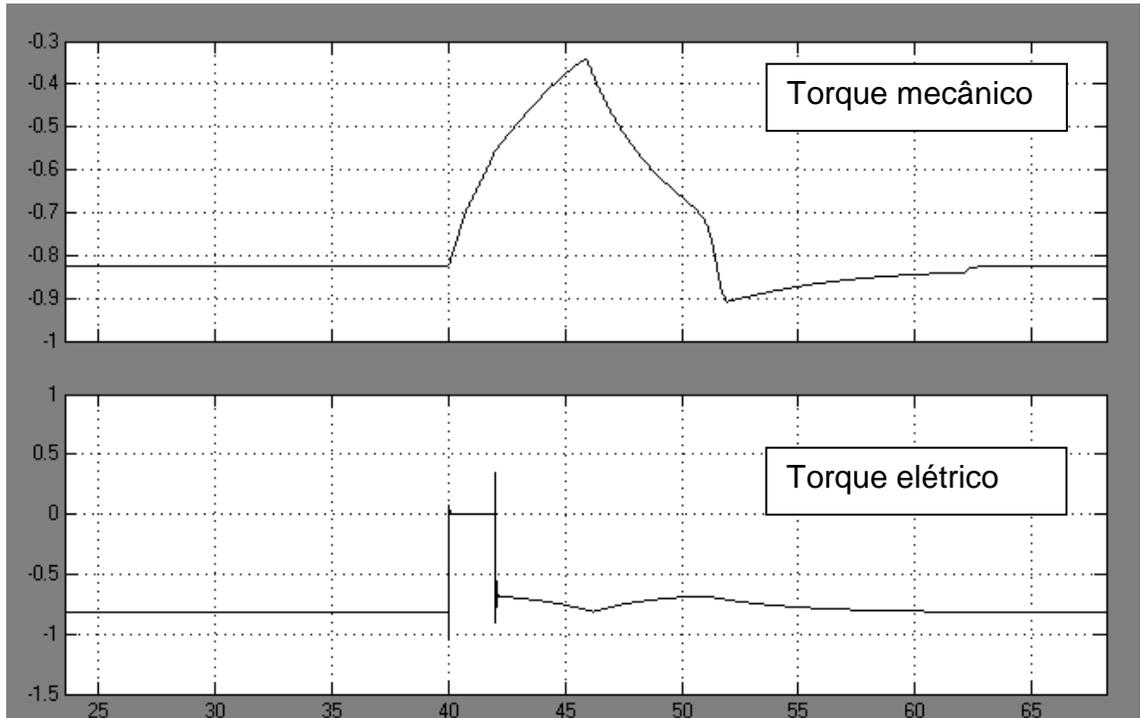


Figura 4.39 – Curvas de torques mecânico (pu) e elétrico (pu) durante a falta fase-terra.

Observa-se que, conforme o ocorrido nas simulações anteriores, a curva de torque mecânico depende do que ocorre com o ângulo de passo e o torque elétrico varia conforme o que ocorre com a potência ativa gerada.

Conclui-se que no momento do curto-circuito o controle de ângulo de passo é crucial para que a turbina não entre em disparo. Devido ao fato de parar de fornecer potência ativa para o sistema, o torque elétrico vai a zero fazendo com que a velocidade de rotação do eixo cresça muito rápido.

5 CONCLUSÃO

Depois de realizar a pesquisa, chega-se a conclusão que uma máquina de indução com rotor bobinado, quando duplamente alimentada pela rede (diretamente no estator e através de conversores no circuito rotórico), é apropriada para operar como gerador em turbinas eólicas, pois nesta disposição é possível controlar a velocidade de rotação da máquina, alterando o coeficiente de arrasto, sem que isso interfira na frequência da onda gerada.

Conclui-se depois de todas as simulações que:

- Quando sujeito a velocidades de vento muito altas (mais que 14 m/s), o aereo gerador em questão sofrerá com um afundamento de potência ativa gerada nos primeiros momentos da geração.
- É mais saudável existir uma rajada de vento em um aereo gerador com controle de ângulo de passo ao invés de uma falta do mesmo.
- É preferível para o sistema elétrico existir ventos oscilatórios que estejam com velocidades acima da nominal a que ventos oscilatórios com baixas velocidades.
- Para o aereo gerador em estudo fornecer potência reativa indutiva faz-se necessário aumentar a velocidade de rotação da máquina para que o gerador opere em rotação sob síncrona.
- Em um curto-circuito o controle de ângulo de passo é crucial para que a turbina não entre em disparo.

6 REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil) (ANEEL). **Banco de Informações de Geração: BIG**, 2013. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 12 mar. 2013.

ANDRADE, Darizon A. **Acionamento de máquinas elétricas**. Uberlândia : Universidade Federal de Uberlândia, 2003. Apostila

BOGER, M.; WALLACE, A. **Performance Capability Analysis of the Brushless Doubly-Fed Machine as a Wind Generator**. In: **SEVENTH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL MACHINES AND DRIVES**. *Proceedings*. Durkam, 1995. p. 458-461.

BURTON, T., SHARPE, D. **Wind Energy Handbook**. John Wiley and Son, LTD. 2001.

CASTRO, R. M. G. **Introdução a Energia Eólica**. Universidade Técnica de Lisboa. Janeiro de 2003.

CHESF. Fontes Energéticas Brasileiras. BRASCEP Engenharia Ltda., Rio de Janeiro, 2013.

DUTRA, R. M.; TOLMASQUIM, M. T. **Viabilidade Técnico-Econômico da Energia Eólica Face ao Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro**. 2001.

GASCH, R.; TEWELE, J. **Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation**. Solarpraxis AG, 2002.

GUIMARÃES, Mauro. **Eletrotécnica Geral**. São Paulo: Universidade Estadual Paulista, 2010. Apostila.

HANSEN, M.O.L. **Basic Rotor Aerodynamics applied to Wind Turbines**. Department of Energy Engineering Fluid Mechanics, Technical University of Denmark, 1998.

HEIER, S. **Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems**. 1998.

JANSEN, W.A.M.; SMULDERS, P.T. **Rotor Design for Horizontal Axis windmills**. S.W.D, Netherlands, 1977.

LONG, Teng. **Crowbarless Fault Ride-Through of the Brushless Doubly Fed Induction Generator in Wind Turbine Under Symmetrical Voltage Dips**. 2013.

MARQUES, Jeferson. **Turbinas eólicas: modelo, análise e controle do gerador de indução com dupla alimentação**. 2004. 132f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (RS), 2004.

MARRA, E. G.; POMILIO, J. A. **Sistemas de geração baseados em gerador de indução operando com tensão regulada e frequência constante**. SBA Controle & Automação. S. J. dos Campos, 2000.

MEDEIROS, M.M. de B.; SOUZA, V.de Q. V. **Geração Eólica, Fonte de Energia Renováveis**. UFRJ – Rio de Janeiro, 1999. Disponível em: <www.solar.coppe.ufrj.br/eolica/>. Acesso em 14 de mar. 2013.

MONTEZANO, B.E.M. **Modelo Dinâmico de Visualização de um Aerogerador com Velocidade de Rotação Variável e Controle de Passo em VRML**. Projeto de graduação, Departamento de Engenharia Elétrica, UFRJ, Rio de Janeiro. 137f. 2007

MULLER, S.; DEICKE, M; DONCKER, R. **Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbine**. IEEE Industry Application Magazine. 2002.

NUNES, Marcus V. Alves. **Avaliação do comportamento de aerogeradores de velocidade fixa e variável integrados em redes elétricas fracas**. 2003. 202f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). **Informativo diário de operação**. 2013. Disponível em: <www.ons.org.br>. Acesso em 13 mar. 2013.

POMILIO, José Antenor. **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – Energia Elétrica e Fontes Renováveis**. 2012. Disponível em: <www.dsce.fee.unicamp.br>. Acesso em 10 abr. 2013.

SALLES, Maurício. **Análise do desempenho dinâmico de geradores eólicos conectados em redes de distribuição de energia elétrica**. 2004. 99f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Departamento de Sistemas de Energia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, 2004.

SCHULTZ, D. J.; AMARANTE, O. A. C.; ROCHA, N. A.; BITTENCOURT, R. M.; SUGAI, M. R. B. **Sistemas Complementares de Energia Eólica e Hidráulica no Brasil**. EspaçoEnergia, Outubro, 2005.

T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, and E. Bossanyi, **Wind Energy Handbook**. John Wiley & Sons, Ltd, 2001.

TORO, Vincent del. **Fundamentos de Máquinas Elétricas**. Rio de Janeiro, LTC, 1999.

PEREIRA, Marcello Monticelli. **Um estudo do aerogerador de velocidade variável e sua aplicação para fornecimento de potência elétrica constante.** 2004. 85f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2004.