

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Dalton Tadashi Yamamoto

**Estudo para avaliar os impactos de variações rápidas de
vento na dinâmica de geradores eólicos**

São Carlos

2018

Dalton Tadashi Yamamoto

**Estudo para avaliar os impactos de variações rápidas de
vento na dinâmica de geradores eólicos**

Monografia apresentada ao Curso de Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Luís Fernando Alberto Costa

**São Carlos
2018**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

Y11e Yamamoto, Dalton Tadashi
Estudo para avaliar os impactos de variações
rápidas de vento na dinâmica de geradores eólicos /
Dalton Tadashi Yamamoto; orientador Luis Fernando Costa
Alberto. São Carlos, 2018.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2018.

1. transitórios. 2. geração eólica. 3. gerador de
indução. 4. SCIG. 5. DFIG. 6. máquina síncrona. I.
Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Dalton Tadashi Yamamoto

Título: "Análise de estabilidade de tensão em gerador eólico assíncrono"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 30/11/2018,

com NOTA 7,0 (sete, zero), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Titular Luís Fernando Costa Alberto - Orientador -
SEL/EESC/USP*

Prof. Dr. Elmer Pablo Tito Cari - SEL/EESC/USP

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

*Aos meus pais, irmão e tia que, com muitos incentivos, não mediram esforços e
investimentos para os meus estudos*

AGRADECIMENTOS

À minha família, pelo apoio e estímulo para a realização dos meus estudos.

*“O estudo, a busca da verdade e da beleza são domínios
em que nos é consentido sermos crianças por toda a vida.”*

Albert Einstein

RESUMO

YAMAMOTO, Dalton Tadashi **Estudo para avaliar os impactos de variações rápidas de vento na dinâmica de geradores eólicos.** 2018. 88p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

O setor elétrico apresenta um comportamento crescente pela demanda de energia, e ao mesmo tempo, há um engessamento no licenciamento ambiental tanto de usinas hidrelétricas, quanto de térmicas. Por outro lado, existem fortes tendências à inclusão da geração alternativa renovável, como a eólica e solar.

A introdução destes tipos de geração intermitentes inserem diversos tipos de perturbações ao Sistema Elétrico Nacional. Este trabalho, por sua vez, tem o objetivo de analisar os impactos causados pela variação do vento incidente em uma turbina eólica com máquinas do tipo indução, em gaiola de esquilo e duplamente alimentada.

Este trabalho apresenta simulações dinâmicas do sistema no software MATLAB da incidência de variações do vento sobre a turbina e também avalia os impactos causados em máquinas síncronas relativamente próximas ao gerador. Para o caso do gerador em gaiola de esquilo, verificou-se que há uma variação considerável de reativos com a variação da velocidade do vento, o que causa problemas de subtensão no sistema. Para contornar esse problema, foi proposta a utilização de uma máquina síncrona na operação como compensador síncrono a fim de compensar esse transitório de reativos.

Apesar do sucesso no controle da tensão no gerador de indução em gaiola de esquilo, verificou-se que o gerador de indução duplamente alimentado apresenta uma maior robustez devido à possibilidade controlar a geração de reativos ou da tensão da barra.

Palavras-chave: transitórios, geração eólica, máquina síncrona, SCIG, DFIG, gerador de indução.

ABSTRACT

YAMAMOTO, Dalton Tadashi **Impact study of fast wind speed variation on the dynamic of wind turbine generators.** 2018. 88p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2018.

The electrical sector presents a constant demand for energy and at the same time, there is a difficulty on licensing either hydroelectric power plants or thermal power stations. On the other hand, there is a trend that renewable alternative energy generation be adopted, such as wind and sun power generation.

The inclusion of this kind of generation, however, pose threats to the National Electric System stability. This work is supposed to analyse the impacts caused by the wind speed variation applied to squirrel-cage and doubly-fed induction generators used in wind turbines.

It presents dynamic simulations created in the software MATLAB to reproduce the wind profile speeds onto a wind turbine and evaluate the main impacts caused on synchronous machine close to these generators. For SCIG, it was verified that a considerable variation of reactive power is due to the wind speed oscillation, which causes undervoltage in the system. In order to solve this issue, it was proposed to use a synchronous machine as a synchronous condenser in order to verify the disturbances applied to the system and also source reactive power to the wind turbine generator.

Even though the successful voltage control was verified for the squirrel-cage induction generator, the doubly-fed generator presents a more robust solution due to the fact that it is possible to control either the reactive power generation or the bus voltage.

Keywords: transient, wind energy, frequency, SCIG, DFIG, induction generator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama unifilar do sistema proposto gerador eólico assíncrono em gaiola de esquilo.	30
Figura 2 – Diagrama de blocos do controlador PSS.	32
Figura 3 – Sistema máquina síncrona - barramento infinito.	32
Figura 4 – Margem de ganho e de fase da (GEP(s)) para $P=0,01$ pu, considerando a potência base de 300 kVA.	39
Figura 5 – Diagrama de bode controlador em avanço de fase.	40
Figura 6 – AVR e excitatriz do gerador síncrono.	41
Figura 7 – Resposta dinâmica da tensão rms terminal controlada pelo AVR ao degrau de 1,1 pu.	42
Figura 8 – Modelo da turbina hidráulica.	43
Figura 9 – Sistema de controle do controlador de velocidade.	43
Figura 10 – Servo motor	44
Figura 11 – Diagrama simplificado de uma unidade eólica	47
Figura 12 – Fonte: Mathworks (2006a)	49
Figura 13 – Diagrama de blocos do controle de passo.	50
Figura 14 – Circuito elétrico de eixo direto equivalente ao gerador de indução. . . .	51
Figura 15 – Circuito elétrico de eixo em quadratura equivalente ao gerador de indução. .	51
Figura 16 – Gerador eólico com máquina de indução duplamente alimentada. . . .	53
Figura 17 – Fonte: Mathworks (2006b)	56
Figura 18 – Controle de ângulo de passo para o DFIG.	56
Figura 19 – Malha de controle do conversor ao lado do rotor.	57
Figura 20 – Malha de controle do conversor ao lado da rede alternada.	58
Figura 21 – Diagrama unifilar do sistema com gerador eólico assíncrono em gaiola de esquilo.	61
Figura 22 – Barra do SCIG - sistema sem compensador síncrono.	63
Figura 23 – Barra do SCIG - sistema com máquina síncrona sem controle.	66
Figura 24 – Barra da máquina síncrona - sistema com máquina síncrona sem controle. .	67
Figura 25 – Barra do SCIG - sistema com compensador síncrono completo.	69
Figura 26 – Barra do compensador síncrono completo.	70
Figura 27 – Barra do SCIG - sistema com compensador síncrono sem governor. . .	71
Figura 28 – Barra do compensador síncrono sem controlador de frequência.	72
Figura 29 – Barra do SCIG - sistema com compensador síncrono de tensão ajustada. .	74
Figura 30 – Barra do compensador síncrono de tensão ajustada.	75
Figura 31 – Barra do SCIG - sistema com compensador síncrono completo.	77
Figura 32 – Barra do compensador síncrono completo.	78

Figura 33 – Barra do SCIG - sistema com compensador síncrono sem controlador de frequência.	79
Figura 34 – Barra do compensador síncrono sem controlador de frequência.	80
Figura 35 – Diagrama unifilar do sistema com gerador eólico assíncrono duplamente alimentado.	80
Figura 36 – Barra do DFIG - sistema sem máquina síncrona; aplicação de incremento de velocidade	81
Figura 37 – Barra do DFIG - sistema sem máquina síncrona; aplicação de decremento de velocidade.	82

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Matriz de eletricidade do Sistema Interligado Nacional.	27
Quadro 2 – Novos empreendimentos em construção.	27
Quadro 3 – Parâmetros do regulador de tensão automático.	42
Quadro 4 – Parâmetros da excitatriz em corrente contínua.	42
Quadro 5 – Parâmetros do sistema de atuação da turbina.	44
Quadro 6 – Parâmetros do controlador.	44
Quadro 7 – Parâmetros da turbina hidráulica.	45
Quadro 8 – Parâmetros de conversão da energia do vento.	50
Quadro 9 – Parâmetros do controle de ângulo de passo.	50
Quadro 10 – Parâmetros do gerador assíncrono de 300 kVA e 25 kV.	52
Quadro 11 – Parâmetros do gerador do tipo DFIG de 300 kVA e 575 V.	55
Quadro 12 – Parâmetros do reator de conexão CA.	55
Quadro 13 – Parâmetros do controle de ângulo de passo para o DFIG.	56
Quadro 14 – Parâmetros dos controladores ao lado do rotor.	58
Quadro 15 – Parâmetros dos controladores ao lado da rede CA.	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

EESC	Escola de Engenharia de São Carlos
USP	Universidade de São Paulo
MS	Máquina síncrona
PSS	Power System Stabilizer
AVR	Automatic Voltage Regulator
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator
DFIG	Doubly Fed Induction Generator

LISTA DE SÍMBOLOS

x_d	Reatância de eixo direto
x'_d	Reatância transitória de eixo direto
x''_d	Reatância subtransitória de eixo direto
x_q	Reatância de eixo em quadratura
x'_q	Reatância transitória de eixo em quadratura
x''_q	Reatância subtransitória de eixo em quadratura
x_l	Reatância de dispersão
τ'_{do}	Constante de tempo de circuito aberto de eixo direto
τ''_{do}	Constante de tempo subtransitório de circuito aberto de eixo direto
τ'_{qo}	Constante de tempo de circuito aberto de eixo em quadratura
τ''_{qo}	Constante de tempo subtransitório de circuito aberto de eixo em quadratura
R_s	Resistência de estator
H	Constante de inércia do rotor
δ	Ângulo do rotor na referência síncrona
ω	Velocidade rotacional do rotor
ω_s	Velocidade rotacional síncrona
E'_q	Tensão rms no estator, correspondente ao fluxo concatenado em equilíbrio
E_{FD}	Tensão fasorial rms de eixo direto correspondente ao campo eletromagnético
I_d	Corrente de eixo direto do estator
I_q	Corrente de eixo em quadratura do estator
V_d	Tensão de eixo direto da armadura
V_q	Tensão de eixo em quadratura da armadura

V_T	Tensão terminal da máquina síncrona
T_E	Constante de tempo da excitatriz da máquina síncrona
K_E	ganho da excitatriz da máquina síncrona
V_s	Sinal estabilizador injetado pelo PSS
V_∞	Tensão do barramento infinito
f_{osc}	Frequência de oscilação do modo eletromecânico da máquina síncrona
ϕ_{max}	Fase do sinal estabilizante na frequência de oscilação
T_w	Constante de tempo do filtro de washout
T_R	Constante do transdutor de tensão do AVR
K_A	Ganho do controlador AVR
T_A	Constante de tempo do controlador AVR
V_{RMax}	Saturação máxima do controlador AVR
V_{RMin}	Saturação mínima do controlador AVR
K_F	Ganho do laço de feedback de tensão do AVR
T_F	constante de tempo do laço de feedback de tensão do AVR
K_a	Ganho do servo-motor do controle de frequência
T_a	constante de tempo do servo-motor do controle de frequência
g_{min}	limite de abertura mínima da turbina hidráulica
g_{max}	limite de abertura máxima da turbina hidráulica
v_{gmin}	limite de velocidade mínima de atuação da turbina hidráulica
v_{gmax}	limite de velocidade máxima de atuação da turbina hidráulica
R_P	Inverso do ganho do laço de realimentação do controlador de frequência
K_P	Ganho do bloco proporcional do PID do controlador de frequência
K_i	Ganho do bloco integrador do PID do controlador de frequência
K_d	Ganho do bloco derivador do PID do controlador de frequência
T_d	Constante de tempo do filtro passa-baixo do PID do controlador de frequência

B	Coeficiente de amortecimento do desvio de velocidade
T_w	Constante de tempo de inércia da água
L_{ls}	Indutância do estator da máquina de indução
R'_r	Resistência do rotor refletida ao estator da máquina de indução
L'_{lr}	Indutância do rotor refletida ao estator da máquina de indução
L_m	Indutância mútua da máquina de indução
β	Ângulo de passo da pá da turbina eólica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	Descrição do sistema teste	29
2	MODELO DO GERADOR SÍNCRONO	31
2.1	Máquina síncrona	31
2.2	Power System Stabilizer	32
2.2.1	Equações de projeto do PSS	32
2.2.2	Linearização do equacionamento da máquina síncrona	34
2.2.3	Sintonia de PSS	37
2.2.4	Ajustes calculados	38
2.3	Regulador automático de tensão	40
2.4	Controlador de frequência	42
3	GERADOR EÓLICO	47
3.1	Sistema aerodinâmico	48
3.1.1	Controle de pitch	50
3.2	Máquina de indução do tipo gaiola de esquilo	50
3.2.1	Parâmetros da máquina de indução de gaiola de esquilo utilizada para simulação	52
3.3	Máquina de indução duplamente alimentada	53
3.3.1	Parâmetros da máquina duplamente alimentada utilizada	55
3.3.2	Parâmetros do link CC	55
3.4	Estratégia de controle do gerador	55
3.5	Controle de ângulo de passo para DFIG	56
3.6	Controle de potência pelo rotor	57
3.7	Controle da tensão do link CC	58
4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS	61
4.1	Simulações envolvendo a rampa de incremento da velocidade do vento para SCIG	61
4.1.1	Sistema sem compensador síncrono	61
4.1.2	Sistema com máquina síncrona operando em vazio	64
4.1.3	Sistema com compensador síncrono completo	67
4.1.4	Sistema com compensador síncrono sem controle de velocidade	70
4.1.5	Sistema com compensador síncrono de tensão ajustada	72
4.2	Simulações envolvendo a rampa de decremento da velocidade do vento para SCIG	75

4.2.1	Sistema com compensador síncrono completo	75
4.2.2	Sistema com compensador síncrono sem controlador de frequência	78
4.3	Simulações para o gerador de indução duplamente alimentado	80
5	CONCLUSÃO	85
	REFERÊNCIAS	87

1 INTRODUÇÃO

O Brasil atualmente possui um total de 167.085,1 MW de potência outorgada, isto é, a potência registrada no Ato de Outorga (Concessão, Permissão, Autorização ou Registro), emitido durante o período que antecede a inicialização das obras da usina. Existe ainda a previsão de entrada de mais 192 empreendimentos, totalizando 9.318,9 MW conforme disponível em ANEEL (2018), vide o Quadro 1. Além disso, é interessante notar que há uma forte tendência à instalação de novas usinas térmicas e eólicas, conforme exibido no Quadro 2.

Quadro 1: Matriz de eletricidade do Sistema Interligado Nacional.

Empreendimentos em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Outorgada (%)
CGH	693	694.130	0,43
CGU	1	50	0
EOL	557	13.756.439	8,53
PCH	428	5.194.029	3,21
UFV	2.265	1.619.578	1
UHE	217	101.879.868	60,69
UTE	2.992	41.909.047	24,89
UTN	2	1.990.000	1,24
Total	7.155	167.043.141	100

Quadro 2: Novos empreendimentos em construção.

Empreendimentos em Construção			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Outorgada (%)
CGH	5	4.810	0,05
EOL	97	2.010.850	21,58
PCH	30	367.309	3,94
UFV	22	584.912	6,28
UHE	6	1.259.980	13,52
UTE	31	3.741.034	40,14
UTN	1	1.350.000	14,49
Total	192	9.318.895	100

Onde:

- CGH: Central Geradora Hidrelétrica;
- CGU: Central Geradora Undi-elétrica;
- EOL: Central Geradora Eólica;

- PCH: Pequena Central Hidrelétrica;
- UFV: Central Geradora Solar Fotovoltaica;
- UHE: Usina Hidrelétrica;
- UTE: Usina Termelétrica;
- UTN: Usina Termonuclear;

A inserção das fontes de energia eólica, solar e térmicas ocorrem através da realização dos Leilões de Energia Nova A-4 e A-6 pela ANEEL. Além dos critérios de custo marginal e preço inicial, são avaliados os critérios físicos para a conexão com o sistema, etapa em que são verificados a disponibilidade de vão e a possível necessidade de se expandir a subestação para a extensão do barramento a fim de incluir um novo vão. Outra possibilidade envolve o seccionamento da linha, onde o agente proponente é responsável pela extensão da linha, com a inserção de barramentos.

Além disso, são avaliados os critérios elétricos do sistema do ponto de vista da capacidade do sistema de transmissão despachar a energia gerada em determinados patamares de carga conforme a região regional do país.

Em relação aos empreendimentos em construção, observa-se que aproximadamente 26% da potência total é proveniente da geração eólica, o que indica uma tendência do aumento da penetração da energia eólica e consequentemente, o Sistema Interligado Nacional estará sujeito à novos tipos de perturbações por parte da geração, que antes estavam predominantemente relacionados ao gerador síncrono.

Os principais tipos de impactos relacionados à estabilidade do sistema envolvem a ocorrência de curto-círcuito terminal no gerador de indução e a variação da velocidade do vento incidente na turbina eólica, que impacta na variação da frequência do sistema elétrico, no consumo de reativos da máquina assíncrona e no sistema mecânico.

Em (SAMUELSSON; LINDAHL, 2005), é proposta a definição da estabilidade de geradores assíncronos, uma vez que as definições do critério de estabilidade da máquina síncrona, como a estabilidade de ângulo permanecer em sincronismo após um distúrbio não se aplicar neste caso. O autor considera baseia-se no critério anterior para definir a estabilidade da velocidade do rotor, que se resume à capacidade da máquina assíncrona se permanecer conectada ao sistema de potência, mantendo a velocidade do rotor próxima da velocidade síncrona após a ocorrência de perturbações no sistema.

A influência do curto-círcuito nos geradores eólicos de indução em gaiola de esquilo, rotor bobinado com resistência de rotor variável e duplamente alimentado; e nos geradores de conversor completo com velocidade variável é apresentado em (WALLING; REICHARD, 2009), onde também são discutidos aspectos do modelo e possíveis imprecisões

introduzidas nas simulações computacionais. Além disso, em (Bhatia; Bahirat, 2016), são apresentadas simulações e equações analíticas para o gerador duplamente alimentada.

Em (Slootweg, 2003), são apresentados os impactos do curto-círcuito trifásico na máquina de indução em gaiola de esquilo e verificou-se que durante o período do curto terminal no gerador, a máquina deixa de fornecer potência ativa e consequentemente, pela diferença de torque elétrico e mecânico, há uma aceleração do rotor. Do ponto de vista da estabilidade de velocidade do rotor, verificou-se que, é fundamental ajustar o tempo de eliminação da falta para desacelerar o rotor durante este tipo de fenômeno.

Em relação ao outro tópico, os distúrbios relativos à variação da velocidade do vento em gerador de indução duplamente alimentado são amplamente abordados do ponto de vista do balanço de torque elétrico e mecânico, envolvendo o controle do ângulo de ataque e de passo em (Rosa; Bolson; Moraes, 2013).

Os impactos da introdução de um parque eólico composto por geradores de indução em gaiola de esquilo na geração distribuída, sobre a influência da variação do vento é apresentada por (Lee et al., 2009). O artigo discute o problema da variação do consumo de reativos deste gerador e consequentemente, problemas de redução do nível de tensão, com possíveis impactos na estabilidade de tensão. O artigo apresenta uma comparação entre o emprego de um compensador estático reativo (*Static Var Compensator*) e o compensador síncrono estático (*STATCOM*) a fim de fornecer os reativos solicitados pela máquina assíncrona.

Ainda em relação ao ponto de acoplamento das novas usinas eólicas, há a possibilidade de que existam máquinas síncronas em barras vizinhas ao local da instalação. Por este motivo, adotou-se o objetivo de avaliar os impactos causados pela variação da velocidade do vento incidente no gerador eólico de indução e a interação com máquinas síncronas próximas à esta geração.

1.1 Descrição do sistema teste

O sistema de teste utilizado para o estudo é apresentado na Figura 1 e será composto de uma máquina síncrona, considerando operação na configuração de compensador síncrono, dotada de um controle de tensão automático (AVR), controlador de velocidade (*speed governor*) e o controlador de amortecimento *Power System Stabilizer* (PSS). Para os casos simulados com o controlador de velocidade, considerou-se o sistema de atuação de uma turbina hidráulica, mas também foram realizadas simulações sem este controle e os resultados obtidos no sistema de teste também foram semelhantes. Esta máquina estará operando no mesmo ponto de acoplamento que o gerador de indução a fim de compensar os reativos e caso necessário, também realizará o controle da frequência síncrona do sistema. Esta barra de geração está conectada à uma linha de transmissão, que por

sua vez, apresenta um transformador em seu terminal oposto conectado ao barramento infinito.

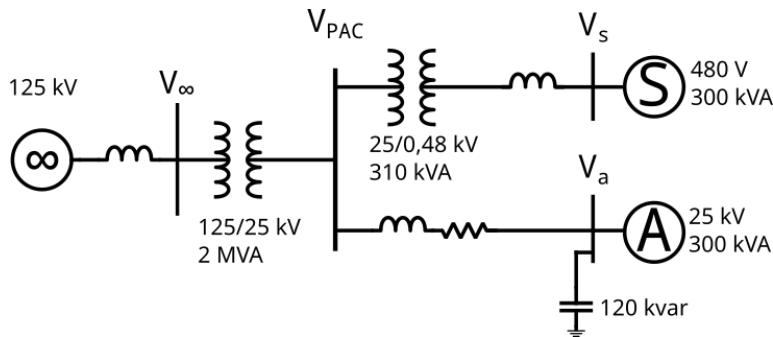


Figura 1: Diagrama unifilar do sistema proposto gerador eólico assíncrono em gaiola de esquilo.

Para o desenvolvimento deste trabalho, adotou-se a seguinte organização:

No Capítulo 2, são apresentados o modelo da máquina síncrona utilizada e os parâmetros adotados para o controlador de amortecimento, do regulador automático de tensão e do controlador de velocidade.

No Capítulo 3, são abordadas as características da conversão do vento na turbina eólica e do controle de ângulo de passo das pás. Além disso, é registrado o modelo de máquina de indução e para o caso da máquina de indução duplamente alimentada, é apresentada a sua malha de controle e os parâmetros utilizados.

Já no Capítulo 4, são apresentadas as simulações do sistema, durante a aplicação de uma rampa de vento com velocidade crescente ou decrescente sobre estes geradores, com a finalidade de avaliar o desempenho da regulação de tensão por parte do compensador síncrono para a perturbação citada.

Por fim, são resumidos os principais resultados obtidos no Capítulo 5.

2 MODELO DO GERADOR SÍNCRONO

O modelo da usina hidrelétrica é composto por quatro sistemas principais: a máquina síncrona, o controlador de amortecimento, conhecido por *Power System Stabilizer* (PSS), o regulador automático de tensão *Automatic voltage regulator* (AVR) e do regulador de velocidade *Speed Governor*.

2.1 Máquina síncrona

O gerador foi modelado por uma máquina de 4 pólos salientes, com a potência de 300 kVA em 480 V. Os seus parâmetros estão descritos em (2.1) na base de potência 300 kVA e tensão base de 480 V.

$$\begin{aligned}
 x_d &= 2,24 & pu \\
 x'_d &= 0,17 & pu \\
 x''_d &= 0,12 & pu \\
 x_q &= 1,02 & pu \\
 x''_q &= 0,13 & pu \\
 x_l &= 0,08 & pu \\
 \tau'_{do} &= 4,4849 & s \\
 \tau''_{do} &= 0,0681 & s \\
 \tau''_{qo} &= 0,0681 & s \\
 R_s &= 0,017 & pu \\
 H &= 1 & s
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

Onde:

- x_d (pu): reatância de eixo direto;
- x'_d (pu): reatância transitória de eixo direto;
- x''_d (pu): reatância subtransitória de eixo direto;
- x_q (pu): reatância de eixo em quadratura;
- x''_q (pu): reatância subtransitória de eixo em quadratura;
- x_l (pu): reatância de dispersão;
- τ'_{do} (s): constante de tempo transitória de circuito aberto de eixo direto;
- τ''_{do} (s): constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo direto;

- τ_{qo}'' (s): constante de tempo subtransitória de circuito aberto de eixo em quadratura;
- R_s (pu): resistência do estator;
- H (pu): constante de inércia do rotor da máquina síncrona;

2.2 Power System Stabilizer

O modelo genérico do PSS está representado na Figura 2. O controlador utiliza um filtro de *washout*, representado pela função de transferência $G_w(s)$, para a eliminação da ação de controle durante o regime permanente, conectado em série com o controle em avanço de fase $C'(s)$ multiplicado por um ganho K_{PSS} .

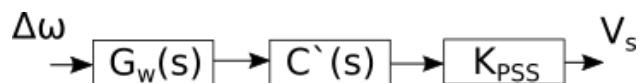


Figura 2: Diagrama de blocos do controlador PSS.

2.2.1 Equações de projeto do PSS

Para a elaboração do PSS, utiliza-se o modelo de pequenos sinais da máquina síncrona. Devido ao caráter intermitente da geração eólica, calculou-se apenas o sistema Máquina síncrona - barramento infinito. Portanto o sistema analisado é apresentado na Figura 3.

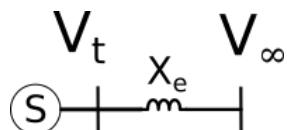


Figura 3: Sistema máquina síncrona - barramento infinito.

Partindo inicialmente das seguintes hipóteses:

1. As tensões transformatórias devidas às variações do fluxo são pequenas em comparação com as tensões rotacionais durante o período transitório;
2. As perdas resistivas no estator são desprezíveis;
3. A velocidade rotacional mecânica não varia de forma significativa (numericamente) durante o período transitório, sendo considerado igual a $\omega_{sm} = 1$ pu.
4. O circuito equivalente tem a seguinte aproximação:

$$x_q \approx x'_q \approx x'_d \quad (2.2)$$

O sistema máquina síncrona - barra infinita (SMIB) pode ser representado pelas equações de estado (2.3), conforme a dedução presente em (ANDERSON; FOUAD, 2008). Para a parametrização do controlador, este sistema é convertido em espaço de estados, adotando que as variáveis de estado X são dadas por $[\delta; \omega; E'_q; E_{FD}]$; as variáveis intermediárias são: $[I_q; I_d; V_q; V_d; V_t]$; a entrada do sistema u é dada por $[V_s]$ e a saída y representa $[\omega]$.

$$\begin{aligned}
\dot{\delta} &= \omega_s \cdot \omega - \omega_s \\
\dot{\omega} &= \frac{1}{2 \cdot H} (P_m - E'_q \cdot I_q) \\
\dot{E}'_q &= \frac{1}{\tau'_{do}} [E_{FD} - E'_q + (x_d - x'_d) I_d] \\
\dot{E}_{FD} &= \frac{1}{T_E} [K_E (V_{ref} - V_T + V_s) - E_{FD}] \\
I_q &= \frac{V_\infty \cdot \sin(\delta)}{x'_d + x_e} \\
I_d &= \frac{V_\infty \cdot \cos(\delta) - E'_q}{x'_d + x_e} \\
V_q &= E'_q + x'_d \cdot I_d \\
V_d &= -x'_d \cdot I_q \\
V_t &= \sqrt[2]{V_q^2 + V_d^2}
\end{aligned} \tag{2.3}$$

Onde:

- δ ($^\circ$): ângulo do rotor na referência síncrona;
- ω (pu): Velocidade rotacional do rotor na referência síncrona;
- ω_s (rad/s): Velocidade rotacional síncrona;
- E'_q (pu): Valor rms da tensão no estator correspondente ao fluxo concatenado em equilíbrio;
- H (pu): Constante de inércia da máquina síncrona;
- P_m (pu): Potência mecânica injetada pela turbina;
- τ'_{do} (s): Constante de tempo de circuito aberto transitório de eixo direto;
- E_{FD} (pu): Tensão fasorial rms de eixo direto correspondente ao campo eletromagnético gerado pela tensão de campo;
- x_d (pu): Reatância de eixo direto da máquina síncrona;
- x'_d (pu): Reatância transitória de eixo direto da máquina síncrona;

- T_E (s): Constante de tempo da excitatriz da máquina síncrona;
- K_E (pu): Ganho da excitatriz;
- V_{ref} (pu): Tensão de referência terminal;
- V_T (pu): Tensão terminal da máquina síncrona;
- V_s (pu): Sinal estabilizador injetado pelo PSS;
- V_∞ (pu): Tensão do barramento infinito;
- I_d (pu): Corrente de eixo direto do estator;
- I_q (pu): Corrente de eixo em quadratura do estator;
- V_d (pu): Tensão de eixo direto da armadura;
- V_q (pu): Tensão de eixo em quadratura da armadura;

Tem-se ainda, as seguintes constantes do sistema analisado, dados na base de 300 kVA e 480 V:

$$\begin{aligned}
 \omega_s &= 377 \text{ rad/s} \\
 H &= 1 \text{ s} \\
 \tau'_{do} &= 4,489 \text{ s} \\
 x'_d &= 0,17 \text{ pu} \\
 x_d &= 2,24 \text{ pu} \\
 x_e &= 1 \text{ pu} \\
 T_E &= 0,01 \text{ s} \\
 K_E &= 1 \text{ pu} \\
 V_\infty &= 1,1 \text{ pu}
 \end{aligned} \tag{2.4}$$

2.2.2 Linearização do equacionamento da máquina síncrona

O modelo de pequenos sinais é então obtido através da linearização do sistema utilizando o método da expansão truncada em Série de Taylor. Para isso, faz-se necessário o cálculo do ponto de equilíbrio conforme o seguinte procedimento:

Seja $\dot{X} = f(X)$, tomando X como as variáveis de estados definidos na subseção 2.2.1 e X^0 um ponto de operação das variáveis de estado. Se $f(X^0) = 0$, então X^0 é um ponto de equilíbrio.

Desta forma, utilizando o solver não linear do MATLAB através do algoritmo *trusted region dogleg* e considerando que no equilíbrio, $E_q^{00} = 1$ e $V_s^0 = 0$, podem ser obtidos os pontos de equilíbrio do sistema.

Adotou-se linearização do sistema a priori. Desta forma, as seguintes derivadas parciais possuem valores definidos nos pontos de equilíbrio:

$$\begin{aligned}
\partial \frac{I_q}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} &= \frac{V_\infty \cdot \cos(\delta)}{x'_d + x_e} \\
\partial \frac{I_q}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} &= 0 \\
\partial \frac{I_d}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} &= \frac{V_\infty \cdot \sin(\delta)}{x'_d + x_e} \\
\partial \frac{I_d}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} &= -\frac{1}{x'_d + x_e} \\
\partial \frac{V_q}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} &= x'_d \cdot \partial \frac{I_d}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} \\
\partial \frac{V_q}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} &= 1 - x'_d \cdot \partial \frac{I_d}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} \\
\partial \frac{V_d}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} &= -x'_d \cdot \partial \frac{I_q}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} \\
\partial \frac{V_d}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} &= -x'_d \cdot \partial \frac{I_q}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} = 0 \\
\partial \frac{V_t}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} &= \frac{V_d \cdot \partial \frac{V_d}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} + V_q \cdot \partial \frac{V_q}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0}}{\sqrt{V_d^2 + V_q^2}} \\
\partial \frac{V_t}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} &= \frac{V_d \cdot \partial \frac{V_d}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} + V_q \cdot \partial \frac{V_q}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0}}{\sqrt{V_d^2 + V_q^2}}
\end{aligned} \tag{2.5}$$

Por fim, tem-se as derivadas parciais das variáveis de estado numericamente definidas para o ponto de equilíbrio aplicando os resultados das equações (2.5):

$$\begin{aligned}
\partial \frac{\dot{\delta}}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} &= 0 \\
\partial \frac{\dot{\delta}}{\partial \omega} \Big|_{X=X^0} &= \omega_s \\
\partial \frac{\dot{\delta}}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} &= 0 \\
\partial \frac{\dot{\delta}}{\partial E_{FD}} \Big|_{X=X^0} &= 0
\end{aligned} \tag{2.6}$$

$$\begin{aligned}
\partial \frac{\dot{\omega}}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} &= -\frac{E'_q}{2 \cdot H} \partial \frac{I_q}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} \\
\partial \frac{\dot{\omega}}{\partial \omega} \Big|_{X=X^0} &= 0 \\
\partial \frac{\dot{\omega}}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} &= -\frac{1}{2 \cdot H} \left(E'_q \cdot \partial \frac{I_q}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} + I_q \right) \\
\partial \frac{\dot{\omega}}{\partial E_{FD}} \Big|_{X=X^0} &= 0
\end{aligned} \tag{2.7}$$

$$\begin{aligned}
\partial \frac{\dot{E}'_q}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} &= \frac{x_d - x'_d}{\tau'_{do}} \partial \frac{I_d}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} \\
\partial \frac{\dot{E}'_q}{\partial \omega} \Big|_{X=X^0} &= 0 \\
\partial \frac{\dot{E}'_q}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} &= \frac{1}{\tau'_{do}} \left(-1 + (x_d - x'_d) \partial \frac{I_d}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} \right) \\
\partial \frac{\dot{E}'_q}{\partial E_{FD}} \Big|_{X=X^0} &= \frac{1}{\tau'_{do}}
\end{aligned} \tag{2.8}$$

$$\begin{aligned}
\partial \frac{\dot{E}_{FD}}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} &= -\frac{K_E}{T_E} \partial \frac{V_t}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} \\
\partial \frac{\dot{E}_{FD}}{\partial \omega} \Big|_{X=X^0} &= 0 \\
\partial \frac{\dot{E}_{FD}}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} &= -\frac{K_E}{T_E} \partial \frac{V_t}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} \\
\partial \frac{\dot{E}_{FD}}{\partial E_{FD}} \Big|_{X=X^0} &= -\frac{1}{T_E}
\end{aligned} \tag{2.9}$$

Em espaço de estados, o sistema linearizado pode ser representado pelas seguintes matrizes, considerando-se as variáveis de estado descritas na Equação (2.10):

$$\dot{X} = \begin{bmatrix} \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{E}'_q \\ \Delta \dot{E}_{FD} \end{bmatrix} \tag{2.10}$$

$$A = \begin{bmatrix} 0 & \omega & 0 & 0 \\ \partial \frac{\dot{\omega}}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} & 0 & \partial \frac{\dot{\omega}}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} & 0 \\ \partial \frac{\dot{E}'_q}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} & 0 & \partial \frac{\dot{E}'_q}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} & \frac{1}{\tau'_{do}} \\ \partial \frac{\dot{E}'_{FD}}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} & 0 & \partial \frac{\dot{E}'_{FD}}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} & -\frac{1}{T_E} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{K_E}{T_E} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

$$C = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Através da matriz A, pode-se obter a frequência de oscilação eletromecânica ω_{osc} (rad/s) através da equação (2.15), onde λ_2 refere-se ao autovalor relativo ao modo de oscilação eletromecânica em ω , que deve ser amortecida através da introdução do sinal estabilizador.

$$\omega_{osc} = Im\{\lambda_2\} \quad (2.15)$$

2.2.3 Sintonia de PSS

Para a sintonia do controlador, utilizou-se a função de transferência simplificada apresentada em (DEMELLO; CONCORDIA, 1969), que relaciona os sinais ΔPSS e ΔV_s , descrita pela $GEP(s)$ (2.16) e é utilizada para a obtenção da fase do sinal ϕ_{max} na frequência de oscilação f_{osc} a ser compensada pelo controlador em avanço de fase.

$$GEP(s) = \frac{K_2}{K_6 \left[1 + s \left(\frac{\tau'_{do}}{K_6 \cdot K_E} \right) \right] (1 + s \cdot T_E)} \quad (2.16)$$

Com:

$$K_2 = \partial \frac{\dot{E}'_q}{\partial \delta} \Big|_{X=X^0} \quad (2.17)$$

$$K_6 = \partial \frac{\dot{E}_{FD}}{\partial E'_q} \Big|_{X=X^0} \quad (2.18)$$

A equação de projeto do controlador se resume então às equações (2.19) e (2.20), conforme apresentado em (OGATA, 2010).

$$\operatorname{sen}(\phi_{max}) = \frac{1 - \alpha}{1 + \alpha} \quad (2.19)$$

$$\omega_{max} = \frac{1}{\sqrt{\alpha} \cdot T} \quad (2.20)$$

O controle em avanço de fase, por fim é dado pela Equação (2.21).

$$C'(s) = \alpha \cdot \frac{T \cdot s + 1}{\alpha \cdot T \cdot s + 1} \quad (2.21)$$

Além deste bloco, o PSS também é conectado em série com um filtro de *washout*, descrito por (2.22), com uma constante de tempo T_w para eliminar a ação de controle em regime permanente.

$$G_w(s) = \frac{T_w \cdot s}{1 + T_w \cdot s} \quad (2.22)$$

2.2.4 Ajustes calculados

Para o cálculo do ajuste do controlador para a operação na configuração de compensador síncrono, foi obtido a matriz A na Equação (2.23) na forma de espaço de estados conforme as equações (2.5), (2.6), (2.7), (2.8) e (2.9), considerando $P = 0,01$ pu na base de 480 V e 300 kVA.

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 377 & 0 & 0 \\ -0,4701 & 0 & -0,0050 & 0 \\ -0,0046 & 0 & -0,6169 & 0,2228 \\ 0,1432 & 0 & -85,4700 & -100 \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Desta forma, calculando-se os autovalores de A , obtém-se a frequência de oscilação do sistema eletromecânico do gerador síncrono através da Equação (2.15).

$$\omega_{osc} = 13,3 \text{ rad/s} \quad (2.24)$$

Com as variáveis de estado calculadas, foi obtido o diagrama de bode para a Equação (2.16), isto é, a função de transferência GEP(s) e seu diagrama de bode é apresentado na Figura 4.

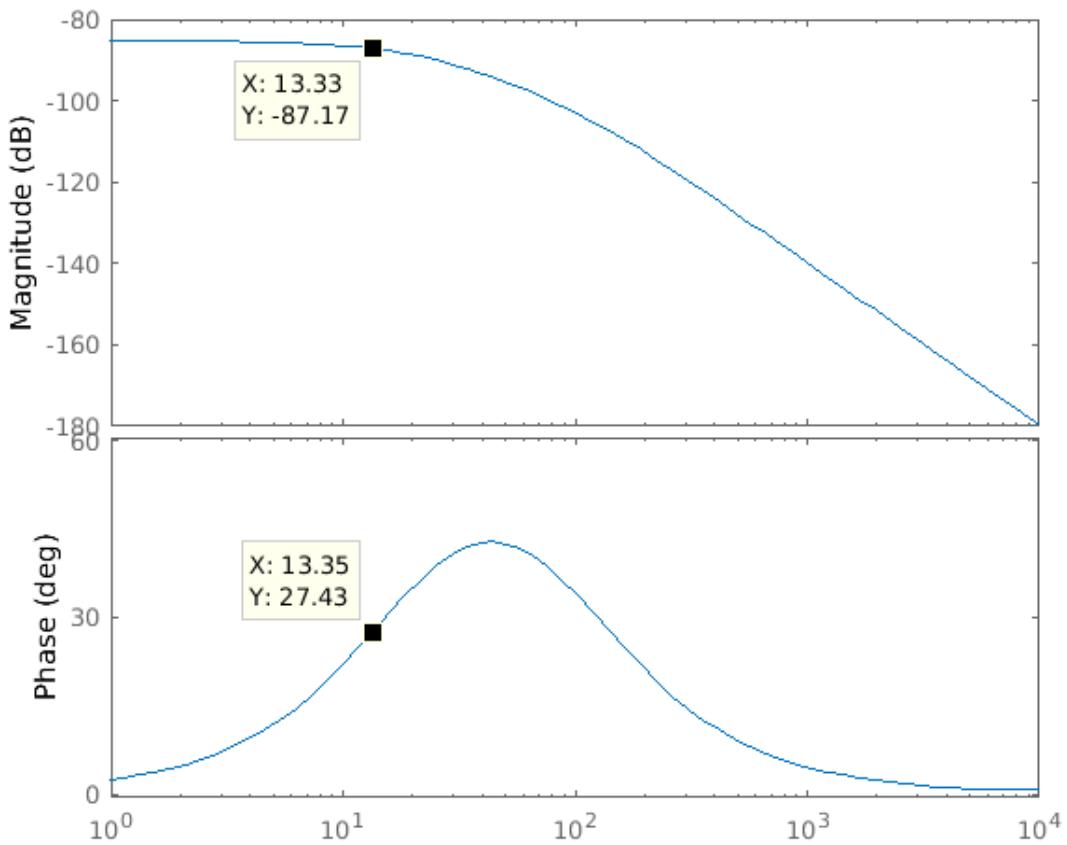


Figura 4: Margem de ganho e de fase da ($GEP(s)$) para $P=0,01$ pu, considerando a potência base de 300 kVA.

Considerando a fase da função $GEP(s)$ para frequência de oscilação obtida em (2.24) igual a ϕ_{max} na equação de projeto (2.19) e a frequência de oscilação ω_{osc} igual à ω_{max} na equação de projeto (2.20), obtém-se o controlador de amortecimento apresentado na Equação (2.25).

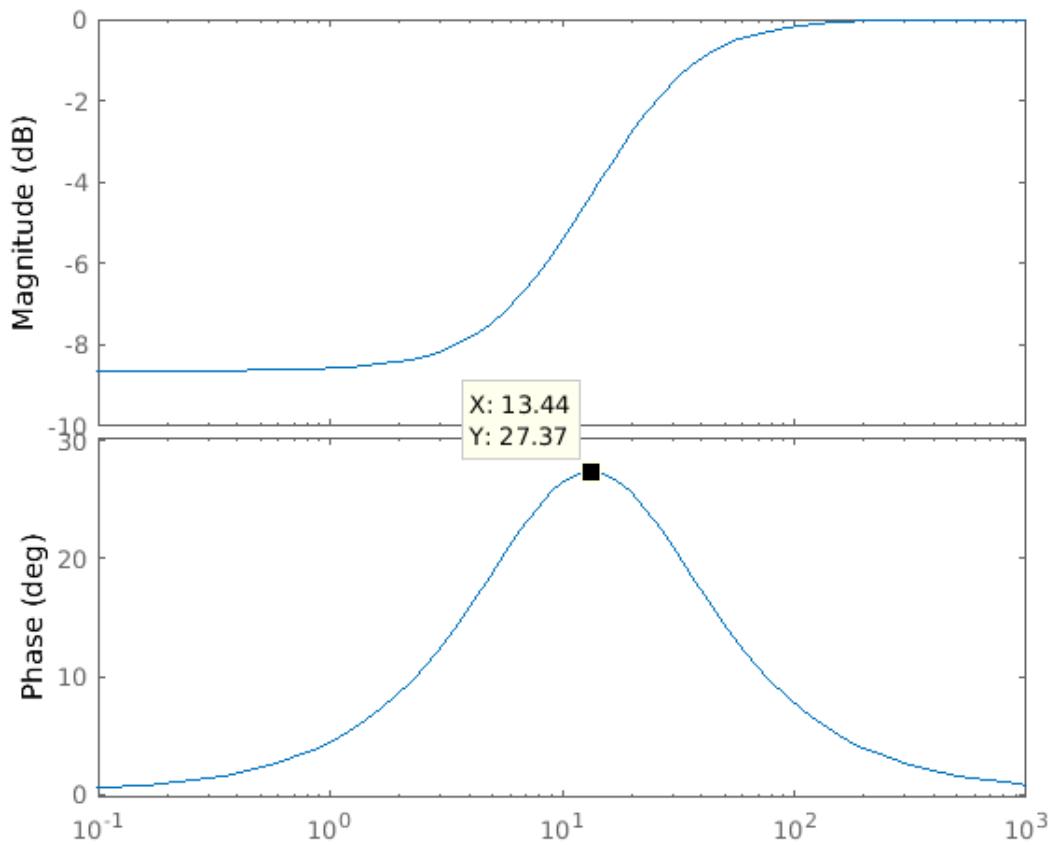


Figura 5: Diagrama de bode controlador em avanço de fase.

$$C'(s) = \frac{0,04569s + 0,37}{0,04569s + 1} \quad (2.25)$$

2.3 Regulador automático de tensão

O regulador utilizado é do tipo PI, conforme o modelo IEEE Type DC1A (IEEE, 2006) aplicado a uma excitatriz do tipo corrente contínua, conforme o diagrama de blocos da Figura 6. No entanto, ressalta-se que saturação da excitatriz foi suprimida dos blocos de controle.

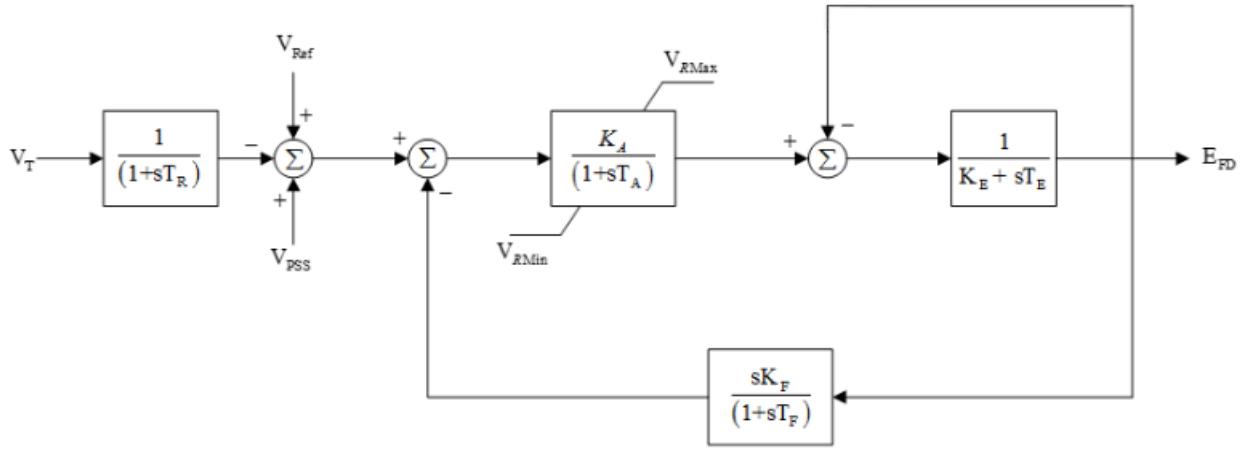


Figura 6: AVR e excitatriz do gerador síncrono.

Onde:

- T_R (s): Constante de tempo do transdutor da tensão terminal;
- K_A (pu): Ganho do controlador AVR;
- T_A (s): Constante de tempo do controlador AVR;
- V_{RMax} , V_{RMin} (pu): Ajustes do bloco de saturação do AVR;
- K_E (pu): Ganho da excitatriz;
- T_E (s): Constante de tempo da excitatriz;
- K_F (pu): Ganho do feedback da tensão de campo;
- T_F (s): Constante de tempo do feedback da tensão de campo.

O modelo da máquina síncrona utilizada (*Synchronous Machine pu Standard*) adota a normalização da tensão de campo, isto é, em regime permanente, o fornecimento de 1,0 pu de tensão no enrolamento de campo resulta em 1,0 pu na tensão terminal da máquina para a condição de operação sem carga.

O ajuste adotado foi baseado no modelo apresentado em (REID B. SAULNIER, 2002), em que a máquina síncrona está ajustada tanto para funcionamento como gerador quanto como compensador síncrono. Os valores são apresentados nos quadros 3 e 4.

Quadro 3: Parâmetros do regulador de tensão automático.

T_R (s)	K_A (pu)	T_A (s)	V_{RMAX} (pu)	V_{RMIN} (pu)	K_F (pu)	T_F (s)
0,02	300	0,001	11,5	-11,5	0,001	0,1

Quadro 4: Parâmetros da excitatriz em corrente contínua.

K_E	T_E (s)
1	0,01

A Figura 7 apresenta o comportamento dinâmico da tensão no terminal da máquina síncrona operando como compensador síncrono, com um degrau de 1 para 1,1 pu na tensão de referência.

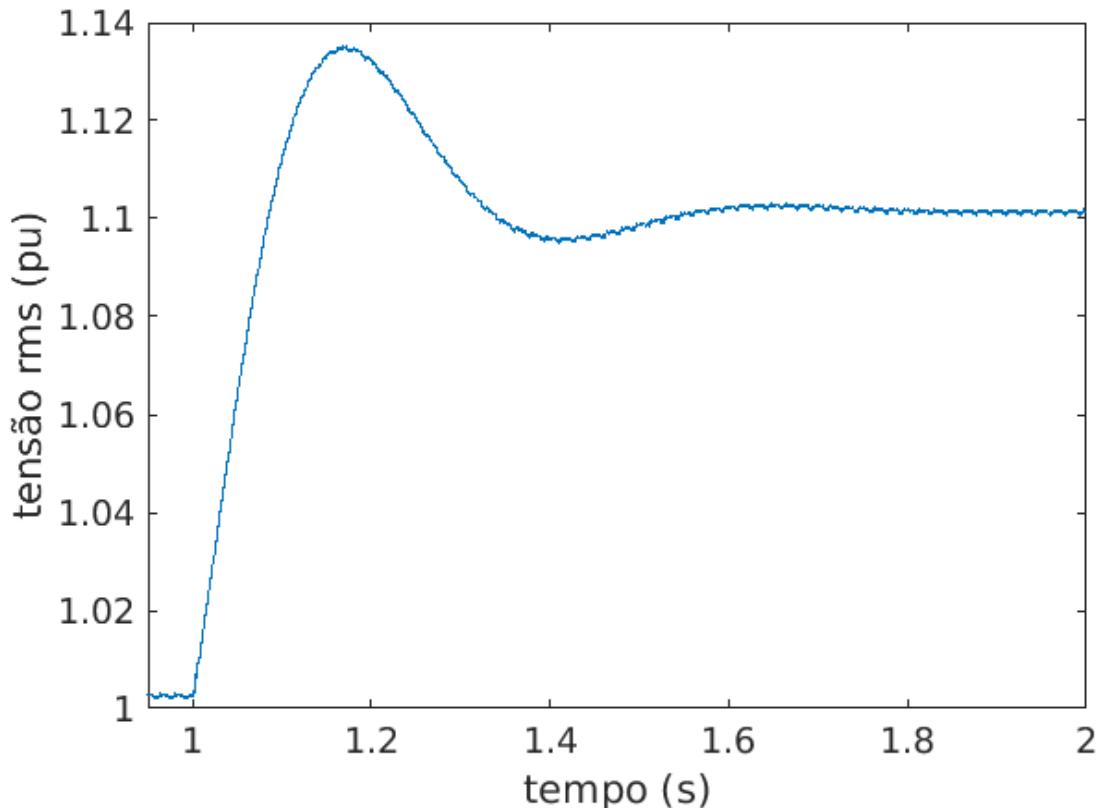


Figura 7: Resposta dinâmica da tensão rms terminal controlada pelo AVR ao degrau de 1,1 pu.

2.4 Controlador de frequência

O sistema da turbina hidráulica foi modelada pelo sistema não linear do diagrama de blocos na Figura 8, baseado em (IEEE, 1992). A turbina é controlada pelo servomotor representado na função de transferência de segunda ordem conforme a Figura 10.

Desta forma, o controle da frequência do gerador foi realizada através do controlador PID conforme indicado na Figura 9, do diagrama de blocos do sistema composto pelo controle de velocidade e da turbina.

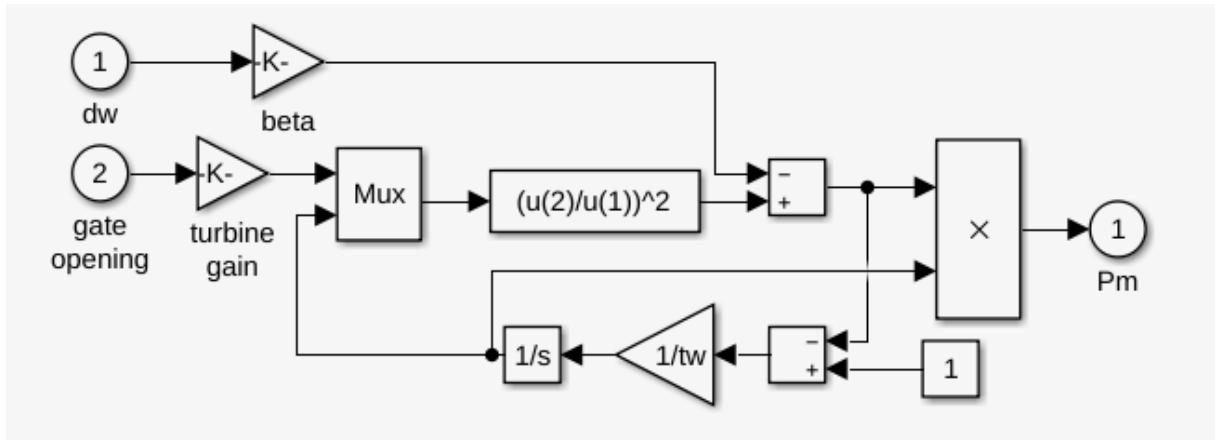


Figura 8: Modelo da turbina hidráulica.

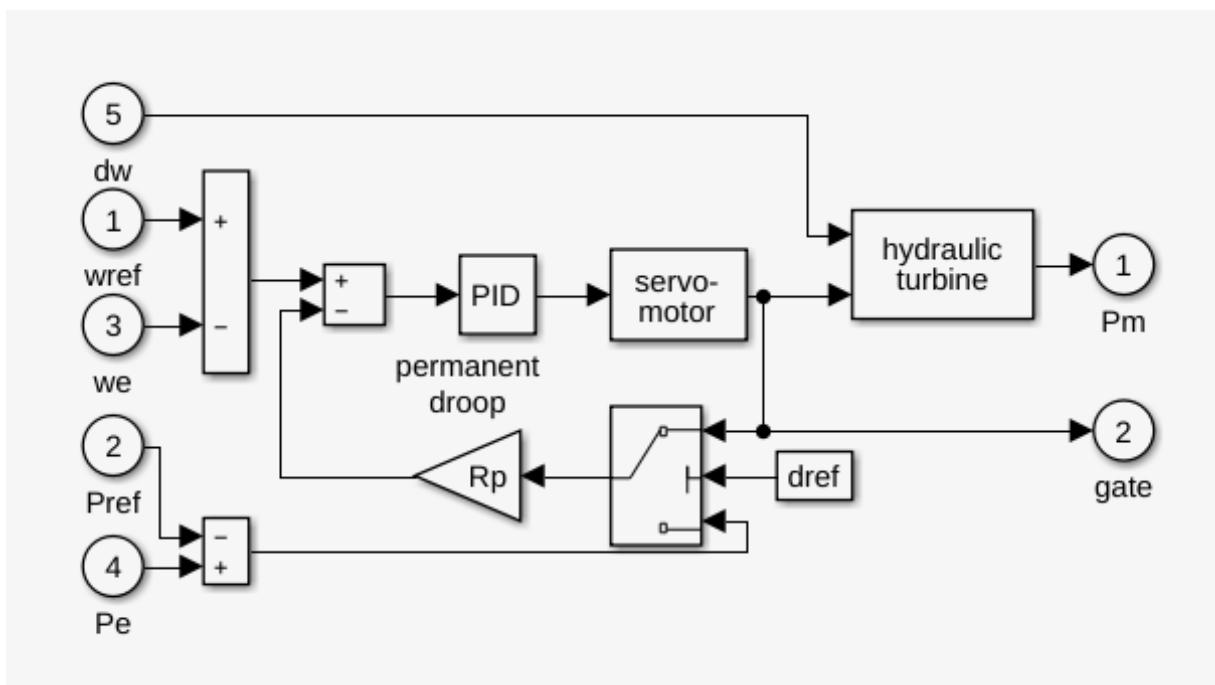


Figura 9: Sistema de controle do controlador de velocidade.

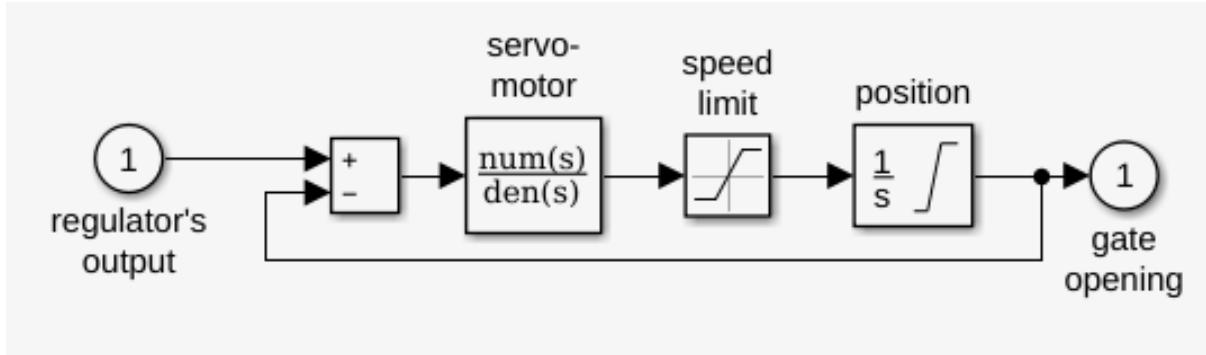


Figura 10: Servo motor

As constantes do sistema de atuação da turbina estão no Quadro 5, os parâmetros do controlador estão no Quadro 6 e as constantes da turbina estão no Quadro 7.

Quadro 5: Parâmetros do sistema de atuação da turbina.

K_a	T_a (s)	g_{min} (pu)	g_{max} (pu)	v_{gmin} (pu/s)	v_{gmax} (pu/s)
3,33	0,07	0,01	0,97518	-0,1	0,1

Onde:

- K_a : Ganho do servo-motor;
- T_a (s): Constante de tempo do servo-motor;
- g_{min}, g_{max} (pu): Limites de abertura da turbina;
- v_{gmin}, v_{gmax} (pu/s): Limites de velocidade de abertura/fechamento da turbina.

Os dados da turbina estão na base de potência mecânica 300 kW e a abertura da turbina foi normalizada para que com a abertura g_{max} , o sistema forneça a potência mecânica base.

Quadro 6: Parâmetros do controlador.

R_p	K_p	K_i	K_d	T_d (s)
0,05	1,163	0,105	0	0,01

Onde:

- R_p : Inverso do ganho do laço de realimentação;
- K_p : Ganho do bloco proporcional do PID;

-
- K_i : Ganho do bloco integrador do PID;
 - K_d : Ganho do bloco derivador do PID;
 - T_d (s): Constante de tempo do filtro passa-baixo do PID.

Quadro 7: Parâmetros da turbina hidráulica.

B	Tw (s)
0	2.67

Onde:

- B : Coeficiente de amortecimento do desvio de velocidade;
- T_w (s): Constante de tempo de inércia da água.

3 GERADOR EÓLICO

O sistema de geração eólica pode ser descrito de uma forma simplificada pelos componentes da Figura 11 e a conversão é dada pelo seguinte processo: as pás acopladas ao rotor da turbina realizam a conversão da energia cinética de translação do vento em energia cinética rotacional. Posteriormente, a velocidade rotacional do eixo da turbina é convertida em alta velocidade por uma caixa de câmbio, que por sua vez está conectado à máquina elétrica síncrona ou de indução. Nos terminais do gerador, é comum o uso de conversores eletrônicos de potência, transformadores e dispositivos de controle.

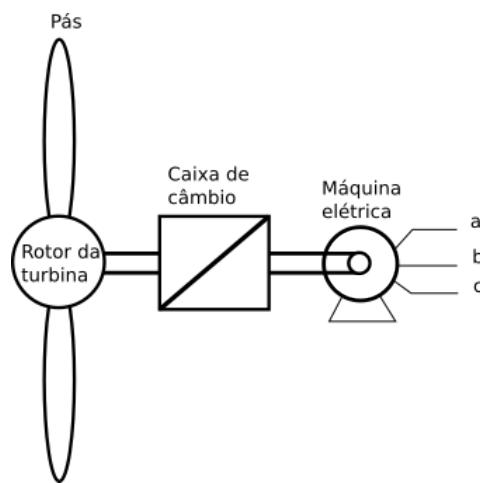


Figura 11: Diagrama simplificado de uma unidade eólica

O processo pode ser dividido nos seguintes itens:

- Sistema aerodinâmico: Composto pelas pás da turbina e o processo de conversão da energia eólica para energia cinética rotacional;
- Sistema mecânico: Inclui o rotor da turbina, a caixa de câmbio e a conexão ao rotor da máquina;
- Sistema elétrico: Contempla a máquina elétrica, possíveis conversores eletrônicos, transformadores e sistemas de controle.

Além dos sistemas acima, são inclusos o sistema de controle aerodinâmico, como o controle de guinada para direcionar a nacelle da turbina em sentido ortogonal ao vento, o ajuste do ângulo de incidência do vento nas pás; o sistema de proteção elétrica, comumente composto de relés do tipo dispositivos eletrônicos inteligentes, para proteção por sobrecorrente, sobrevelocidade, subtensão, sobretensão, perda de sincronismo, etc.

3.1 Sistema aerodinâmico

A energia eólica E_v (J) antes de ser convertida em mecânica pela turbina pode ser estimada pelo deslocamento de ar.

$$E_v = \frac{1}{2} \cdot m_{ar} v^2 \quad (3.1)$$

Além disso, a massa de ar m_{ar} (kg) atravessando a turbina de seção circular A (m^2) de raio R (m), equivalente ao comprimento da pá da turbina, com uma velocidade v (m/s) e também adotando que a densidade do ar seja ρ_{ar} (kg/m^3), a massa pode ser estimada pela Equação (3.2).

$$m_{ar} = \rho_{ar} A v \quad (3.2)$$

Das equações (3.1) e (3.2), tem-se:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho_{ar} A v^3 \quad (3.3)$$

Conforme o modelo de escoamento criado por Albert Betz em 1919, o limite máximo teórico de conversão da energia do vento é de $C_p = 16/27 = 59,3\%$ para potência mecânica P_m pela turbina.

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho_{ar} A v^3 = \frac{1}{2} C_p \rho_{ar} \pi R^2 v^3 \quad (3.4)$$

O fator de conversão ainda depende do ângulo de ataque α , do ângulo de passo β , do ângulo de incidência e portanto, o parâmetro é usualmente obtido experimentalmente, conforme a Figura 12.

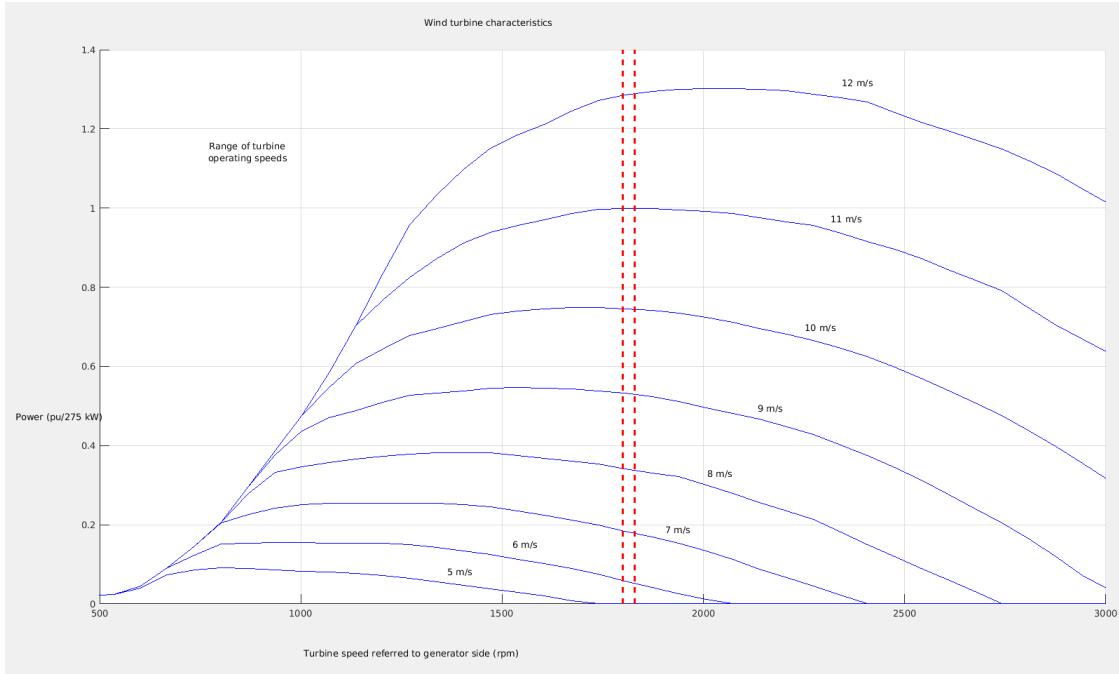


Figura 12: Fonte: Mathworks (2006a)

Ainda de acordo com a referência (MATHWORKS, 2006a), as curvas seguem o modelo que pode ser representado por meio das equações (3.5), (3.6) e (3.7)

$$\lambda = \frac{\omega R}{v_{vento}} \quad (3.5)$$

Onde:

- λ : razão entre velocidade tangencial da ponta da turbina e a velocidade do vento;
- ω (rad/s): velocidade rotacional da turbina;
- R (m): raio da pá da turbina;
- v_{vento} (m/s): velocidade incidente do vento sobre a pá da turbina;

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^2 + 1} \quad (3.6)$$

$$C_p = c_1 (c_2/\lambda_i - c_3\beta - c_4) e^{-c_5/\lambda_i} + c_6\lambda \quad (3.7)$$

As constantes descritas na Equação 3.7 utilizadas são apresentadas no Quadro 8.

Quadro 8: Parâmetros de conversão da energia do vento.

c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6
0,5176	116	0,4	5	21	0,0068

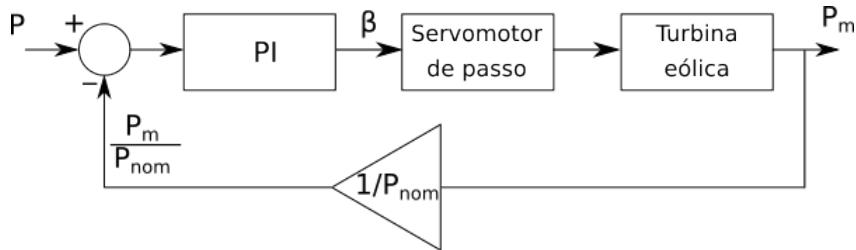


Figura 13: Diagrama de blocos do controle de passo.

3.1.1 Controle de pitch

O controle de pitch apresentado na Figura 13 atua sobre o ângulo de passo β das pás, de forma que o torque transmitido para a turbina seja ajustado conforme a potência nominal do sistema. O ângulo β deve permanecer em 0° para o vento cuja velocidade esteja abaixo do valor nominal, a fim de maximizar a potência gerada e o controle deverá atuar para velocidades acima da nominal, incrementando este ângulo.

Os parâmetros do sistema são apresentados no Quadro 9, onde os parâmetros K_p e K_i são utilizados no controlador PI. Além disso, são descritos o máximo ângulo de passo β_{max} da pá e a velocidade máxima do atuador do ângulo de passo $\dot{\beta}_{max}$, dado em graus por segundo.

Quadro 9: Parâmetros do controle de ângulo de passo.

K_p	K_i	$\beta_{max}(^\circ)$	$\dot{\beta}_{max}(^\circ/s)$
5	25	45	2

3.2 Máquina de indução do tipo gaiola de esquilo

A máquina de indução polifásica, também conhecida como assíncrona, foi patenteada por Nikola Tesla em 1888 através do desenvolvimento da teoria envolvendo o campo magnético girante. Este mesmo campo girante criado pelo estator da máquina induz corrente no rotor da máquina através do fenômeno conhecido pela Lei de Faraday. Esta corrente induzida, sob a ação do campo magnético, cria a Força de Lorentz, responsável pela rotação do rotor.

Este tipo de máquina é amplamente empregado na indústria como motor devido à robustez e custo menor, pois dispensa o uso de escovas e no caso da gaiola de esquilo, também não utiliza anéis deslizantes, reduzindo o tempo de parada e custo da manutenção.

Entretanto, ao utilizar esse tipo de máquina na configuração de gerador, é importante ressaltar que diferentes tipos de perturbação podem ser introduzidas conforme o emprego em sistemas distribuídos, principalmente envolvendo o consumo de reativos no caso da gaiola de esquilo e de picos de tensão durante a ocorrência de contingências e curto-circuitos segundo (ROY et al., 2012).

A máquina de indução do tipo gaiola de esquilo - *Squirrel Cage Induction Generator* (SCIG) é modelada através do modelo dinâmico de quinta ordem, considerando-se a velocidade rotacional ω referenciada na armadura e a velocidade rotacional elétrica ω_r . Na referência dq0, conforme as figuras 14 e 15.

A demonstração das equações da máquina com a aplicação da Transformada de Park podem ser encontradas em (CHIASSON, 2005). O uso desta transformação de coordenadas reduz o número de equações diferenciais do sistema, pois cria uma referência girante, de tal modo que permite reduzir a complexidade do cálculo das indutâncias mútuas variando no domínio do tempo.

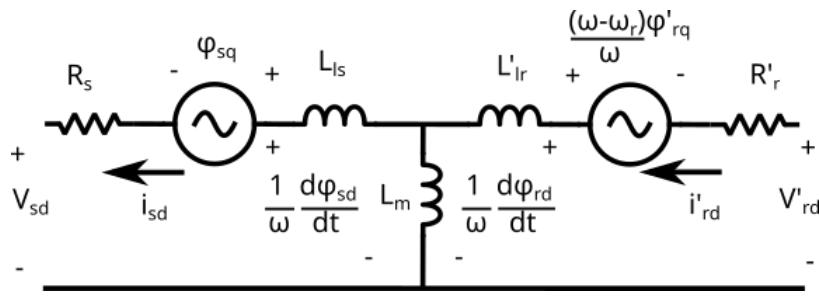


Figura 14: Circuito elétrico de eixo direto equivalente ao gerador de indução.

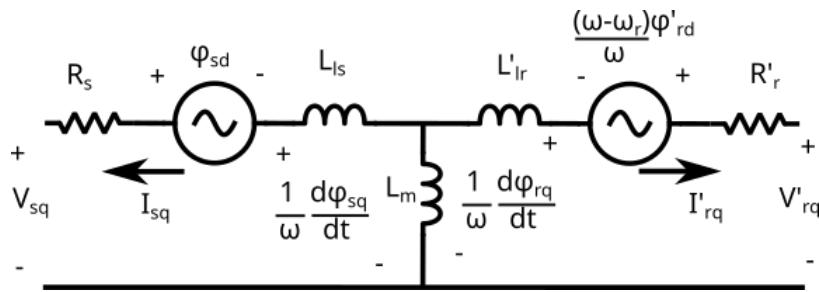


Figura 15: Circuito elétrico de eixo em quadratura equivalente ao gerador de indução.

Para este caso, a tensão presente no rotor, isto é, V'_{rd} e V'_{rq} são nulos, uma vez que as barras do rotor estão curto-circuitadas.

$$V_{sd} = -R_s i_{sd} - \varphi_{sd} + \frac{1}{\omega} d \frac{\varphi_{sd}}{dt} \quad (3.8)$$

$$V_{sq} = -R_s i_{sq} + \varphi_{sq} + \frac{1}{\omega} d \frac{\varphi_{sq}}{dt} \quad (3.9)$$

$$0 = R'_r i'_{rd} + \frac{1}{\omega} d \frac{\varphi'_{rd}}{dt} - \frac{(\omega - \omega_r)}{\omega} \varphi'_{rq} \quad (3.10)$$

$$0 = R'_r i'_{rq} + \frac{1}{\omega} d \frac{\varphi'_{rq}}{dt} + \frac{(\omega - \omega_r)}{\omega} \varphi'_{rd} \quad (3.11)$$

$$d \frac{\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (3.12)$$

Tem-se ainda as seguintes equações de fluxo:

$$\varphi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i'_{rd} \quad (3.13)$$

$$\varphi_{sq} = L_s i'_{sq} + L_m i'_{rq} \quad (3.14)$$

$$\varphi_{rd} = L'_r i'_{rd} + L_m i_{sd} \quad (3.15)$$

$$\varphi_{rq} = L'_r i_{rq} + L_m i_{sq} \quad (3.16)$$

$$L_s = L_{ls} + L_m \quad (3.17)$$

$$L'_r = L'_{lr} + L_m \quad (3.18)$$

Além disso, inclui-se a equação de torque elétrico:

$$T_e = \frac{3}{2} p (\varphi_{sd} i_{sq} - \varphi_{sq} i_{sd}) \quad (3.19)$$

3.2.1 Parâmetros da máquina de indução de gaiola de esquilo utilizada para simulação

O Quadro 10 apresenta os parâmetros do gerador em gaiola de esquilo utilizado para as simulações.

Quadro 10: Parâmetros do gerador assíncrono de 300 kVA e 25 kV.

R_s (pu)	L_{ls} (pu)	R'_r (pu)	L'_{lr} (pu)	L_m (pu)	H (S)
0.016	0.06	0.015	0.06	3.5	2

Onde:

- R_s (pu): Resistência do estator;
- L_{ls} (pu): Indutância do estator;
- R_r' (pu): Resistência do rotor;
- L_{lr}' (pu): Indutância do rotor;
- L_m (pu): Indutância de magnetização;
- H (s): Constante de inércia do rotor.

Além disso, o gerador é dotado de um banco de capacitores de 120 kvar para correção do fator de potência.

3.3 Máquina de indução duplamente alimentada

A máquina de indução duplamente alimentada, também conhecida por *doubly-fed induction generator* (DFIG) é utilizada em sistemas onde a máquina elétrica pode operar em faixas de frequência ligeiramente acima ou abaixo da frequência síncrona.

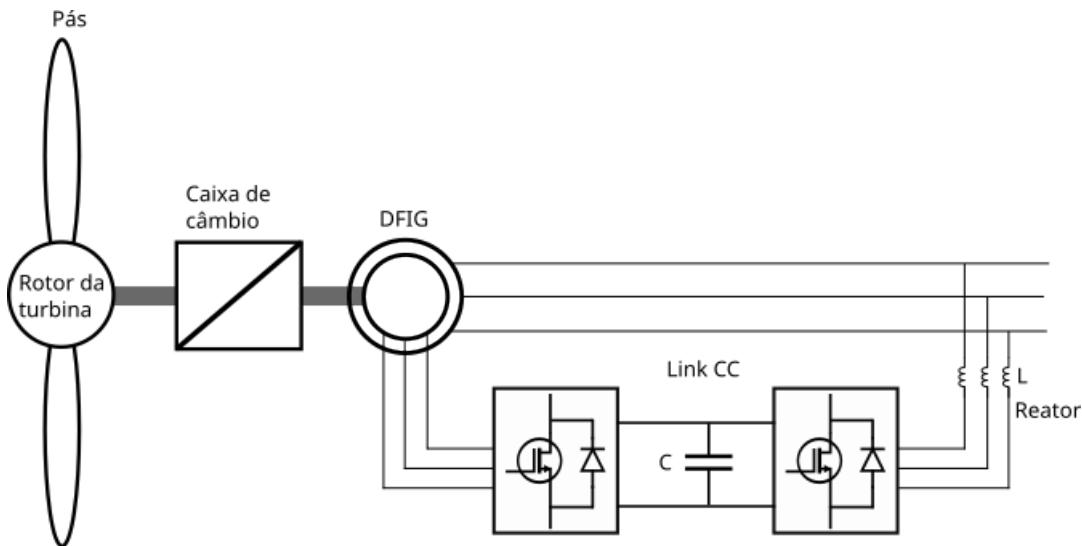


Figura 16: Gerador eólico com máquina de indução duplamente alimentada.

A principal diferença construtiva da máquina duplamente alimentada está na existência de dois enrolamentos trifásicos, conforme apresentado na Figura 16 e do uso de um link CC. O enrolamento do rotor é conectado por meio de anéis deslizantes ao conversor CA-CC-CA do tipo back-to-back. Isto permite que a frequência do rotor seja diferente do ponto de acoplamento comum e ainda mais, possibilita controlar a potência ativa e reativa do sistema, de forma que é possível operar de forma subsíncrona, isto é, com a máquina absorvendo energia da rede, auxiliando no processo de magnetização da máquina ou de forma super síncrona, fornecendo energia à rede.

Neste caso, a tensão do rotor não pode ser desprezada e portanto, as tensões e correntes do rotor influenciam as potências ativas e reativas do sistema.

$$V_{sd} = -R_s i_{sd} - \varphi_{sq} + \frac{1}{\omega} d \frac{\varphi_{sd}}{dt} \quad (3.20)$$

$$V_{sq} = -R_s i_{sq} + \varphi_{sd} + \frac{1}{\omega} d \frac{\varphi_{sq}}{dt} \quad (3.21)$$

$$V'_{rd} = R'_r i'_{rd} + \frac{1}{\omega} d \frac{\varphi'_{rd}}{dt} - \frac{(\omega - \omega_r)}{\omega} \varphi'_{rq} \quad (3.22)$$

$$V'_{rq} = R'_r i'_{rq} + \frac{1}{\omega} d \frac{\varphi'_{rq}}{dt} + \frac{(\omega - \omega_r)}{\omega} \varphi'_{rd} \quad (3.23)$$

$$d \frac{\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (3.24)$$

Tem-se ainda as seguintes equações de fluxo:

$$\varphi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i'_{rd} \quad (3.25)$$

$$\varphi_{sq} = L_s i'_{sq} + L_m i'_{rq} \quad (3.26)$$

$$\varphi_{rd} = L'_r i'_{rd} + L_m i_{sd} \quad (3.27)$$

$$\varphi_{rq} = L'_r i_{rq} + L_m i_{sq} \quad (3.28)$$

$$L_s = L_{ls} + L_m \quad (3.29)$$

$$L'_r = L'_{lr} + L_m \quad (3.30)$$

$$T_e = \frac{3}{2} p (\varphi_{sd} i_{sq} - \varphi_{sq} i_{sd}) \quad (3.31)$$

3.3.1 Parâmetros da máquina duplamente alimentada utilizada

O Quadro 11 apresenta os parâmetros do gerador.

Quadro 11: Parâmetros do gerador do tipo DFIG de 300 kVA e 575 V.

R_s (pu)	L_{ls} (pu)	R_r' (pu)	L_{lr}' (pu)	L_m (pu)	H (S)
0.023	0.18	0.016	0.16	2.9	2

Onde:

- R_s (pu): Resistência do estator;
- L_{ls} (pu): Indutância do estator;
- R_r' (pu): Resistência do rotor;
- L_{lr}' (pu): Indutância do rotor;
- L_m (pu): Indutância de magnetização;
- H (s): Constante de inércia do rotor;

3.3.2 Parâmetros do link CC

O barramento em corrente contínua em 1150 V possui um capacitor de capacitância $C = 10 \text{ mF}$. Além disso, há um reator de alisamento para atenuação de harmônicos de alta frequência no acoplamento em corrente alternada com os parâmetros apresentados no Quadro 12, dados na base de 300 kVA e 575 V.

Quadro 12: Parâmetros do reator de conexão CA.

L_{rl} (pu)	R_{rl} (pu)
0.3	0.003

3.4 Estratégia de controle do gerador

Para otimizar a geração do gerador eólico de indução duplamente alimentado, o sistema de controle será responsável por ajustar o ponto de operação do sistema que resulta na maior conversão de energia.

A Figura 17 ilustra a característica da potência gerada em função da velocidade do rotor, dada em pu, tomando como referência a frequência síncrona. Cada curva apresentada corresponde a uma velocidade do vento diferente e a curva destacada em vermelho corresponde aos pontos de operação da turbina em que a máxima potência mecânica é convertida.

Além disso, é possível ajustar o consumo de reativos para um valor nulo, a fim de maximizar a potência gerada do sistema. O sistema de controle adotado foi baseado em (PENA; CLARE; ASHER, 1996).

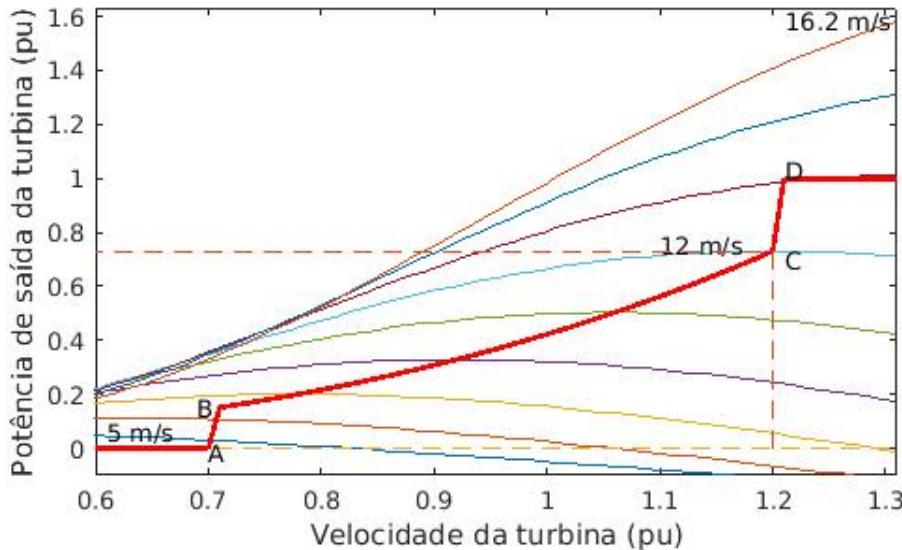


Figura 17: Fonte: Mathworks (2006b)

3.5 Controle de ângulo de passo para DFIG

Para este tipo de gerador, o rotor pode operar em uma faixa maior de velocidades e por este motivo, o controle do ângulo de passo não atua para uma velocidade do rotor abaixo de 1,2 pu da velocidade síncrona. Entretanto, para velocidades acima deste valor, aplica-se o controlador proporcional P indicado na Figura 18. Os parâmetros de operação como o valor do ganho K_p , o ângulo de passo máximo β_{max} e a taxa de variação máxima do ângulo no tempo $\dot{\beta}_{max}$ são apresentados no Quadro 13.

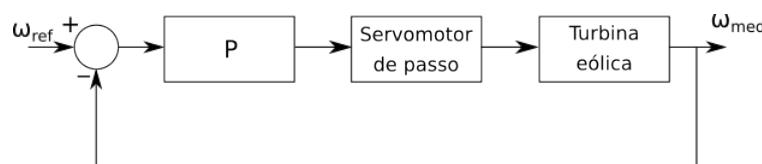


Figura 18: Controle de ângulo de passo para o DFIG.

Quadro 13: Parâmetros do controle de ângulo de passo para o DFIG.

K_p	$\beta_{max}(\circ)$	$\dot{\beta}_{max}(\circ/s)$
500	45	2

3.6 Controle de potência pelo rotor

O controle do conversor ao lado do rotor é apresentado na Figura 19 e configura-se para que P_{ref} , dado em pu na base de 300 kVA e 575 V, rastreie o ponto de máxima potência e Q_{ref} seja nulo, também dado na base de 300 kVA. Os parâmetros dos controladores PI da potência reativa PI_Q , potência ativa PI_P e corrente do rotor PI_{Ir} são apresentados no Quadro 14, conforme os subíndices de cada controlador.

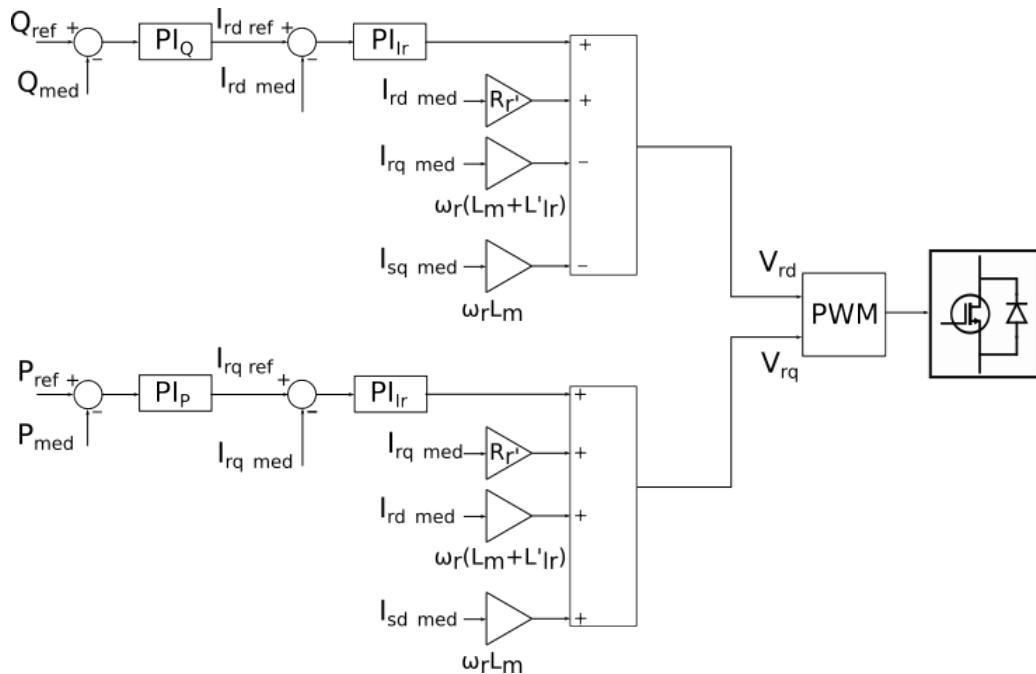


Figura 19: Malha de controle do conversor ao lado do rotor.

Onde:

- Q_{ref}, Q_{med} (pu): Potência reativa;
- P_{ref}, p_{med} (pu): Potência ativa;
- PI_Q : Controlador do tipo PI de potência reativa;
- PI_P : Controlador do tipo PI de potência ativa;
- I_{rdref}, I_{rdmed} (pu): Corrente do rotor de eixo direto;
- I_{rqref}, I_{rqmed} (pu): Corrente do rotor de eixo em quadratura;
- V_{rd} (pu): Tensão do rotor de eixo direto;
- V_{rq} (pu): Tensão do rotor de eixo em quadratura;
- ω_r (rad/s): Velocidade rotacional do rotor;

- L_m, L'_{lr} (pu): Indutância mútua e indutância do rotor;

Quadro 14: Parâmetros dos controladores ao lado do rotor.

Kp_Q	Ki_Q	Kp_P	Ki_P	Kp_{Ir}	Ki_{Ir}
0,05	5	1	100	0,3	8

3.7 Controle da tensão do link CC

Para realizar o controle da tensão sobre o trecho em corrente contínua, implementou-se o diagrama de blocos da seção 3.7, com a tensão de referência $V_{CC\ ref}$ de 1 pu. Os dados dos controladores PI de tensão do link CC PI_{CC} e de corrente alternada PI_{ICC} são apresentados no Quadro 15.

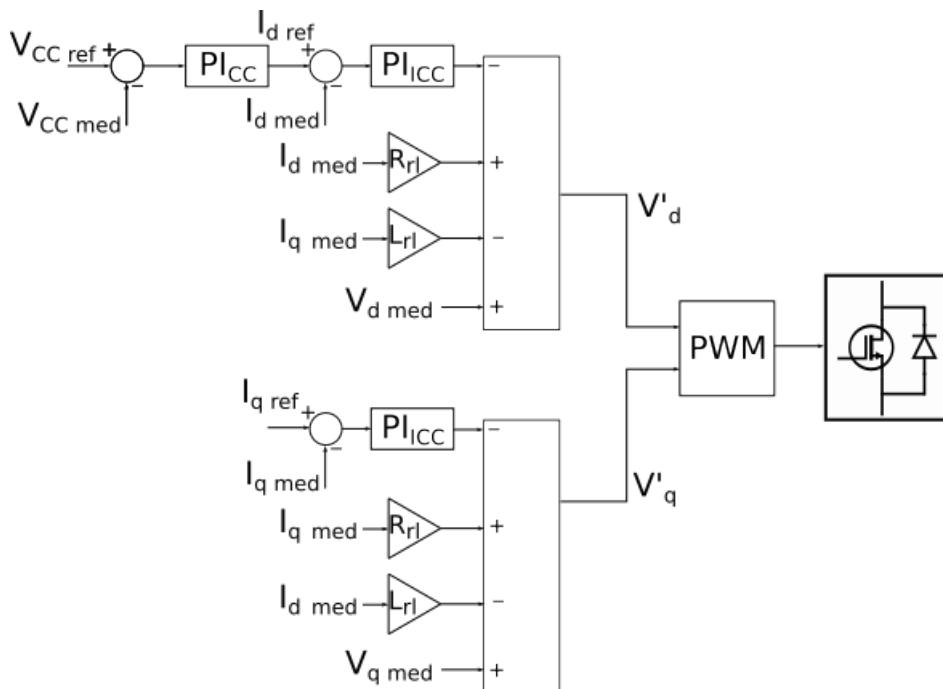


Figura 20: Malha de controle do conversor ao lado da rede alternada.

Onde:

- $V_{CC\ ref}, V_{CC\ med}$ (pu): Tensão do barramento CC;
- $I_d\ ref, I_d\ med$ (pu): Corrente de eixo direto do reator;
- $I_q\ ref, I_q\ med$ (pu): Corrente de eixo em quadratura do reator;
- $V_d\ med$ (pu): Tensão de eixo direto;
- $V_q\ med$ (pu): Tensão de eixo em quadratura;

Quadro 15: Parâmetros dos controladores ao lado da rede CA.

K_{pCC}	K_{iCC}	K_{pICC}	K_{iICC}
0,002	0,05	1	100

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Para a elaboração deste trabalho, considerou-se o sistema apresentado na Figura 21. O barramento do gerador eólico de indução com gaiola de esquilo possui um banco de capacitores de 120 kvar.

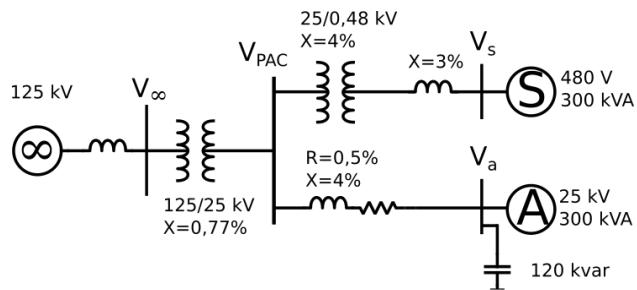


Figura 21: Diagrama unifilar do sistema com gerador eólico assíncrono em gaiola de esquilo.

Para a avaliação da estabilidade do sistema, foram aplicados dois tipos de rampa de vento, considerando-se a variação do vento de 6 m/s a 13 m/s e a variação de 13 m/s a 6 m/s dentro de um intervalo de 7 segundos. Cabe ressaltar que a primeira parte aborda apenas a rampa de subida, a fim de investigar as principais consequências deste distúrbio.

O modelo da turbina possui a velocidade nominal de 9 m/s, e portanto, faz uso do controle do ângulo de passo β para o controle da potência gerada.

4.1 Simulações envolvendo a rampa de incremento da velocidade do vento para SCIG

Esta seção apresenta apenas as simulações de rampa de incremento da velocidade do vento para o gerador eólico dotado de máquina em gaiola de esquilo.

4.1.1 Sistema sem compensador síncrono

Para o gerador sem auxílio do compensador síncrono, foram obtidos os resultados apresentados na Figura 22, que contém a velocidade do vento aplicada ao gerador, a velocidade do rotor, o ângulo de passo β , a tensão rms terminal do gerador, a potência ativa gerada e a potência reativa absorvida.

Conforme a simulação realizada, durante o período compreendido entre 10 a 14 segundos da simulação, a velocidade do vento está aumentando e a potência gerada ainda não atingiu o valor nominal e por este motivo, o controle de ângulo de passo ainda não atua sobre o sistema, porém o rotor é acelerado e tanto a potência ativa gerada quanto o consumo de reativos aumentam, o que causa uma redução do nível de tensão terminal.

Entre 14 a 17 segundos, o controle do ângulo de passo atua sobre o sistema, pois a potência gerada está acima de 300 kW, porém a velocidade do vento ainda causa uma aceleração do rotor e o comportamento da potência ativa gerada e reativos consumidos ainda crescem, reduzindo ainda mais a tensão terminal.

Para o período entre 17 e 24,7 segundos, a velocidade do vento se torna constante e a potência gerada ainda está acima da nominal, de forma que o controle de passo atue no sentido de diminuir a potência gerada. Este é o primeiro trecho da simulação em que a velocidade do rotor reduz, o que causa a redução da potência ativa gerada e do consumo de reativos, se refletindo no aumento da tensão observada.

Após os 24,7 segundos da simulação, a potência ativa gerada está abaixo da potência nominal, fazendo com que o controle de passo reduza o ângulo β , até os 29,8 segundos, onde o controle de passo atua novamente para reduzir a velocidade do rotor e em 32 segundos, o ângulo de passo atinge o equilíbrio, até atingir os 37 segundos da simulação, onde ocorre a atuação do sistema de proteção por sobrecorrente, causado principalmente pela subtensão do terminal do gerador eólico e a quantidade de reativos consumida.

A proteção por sobrecorrente foi ajustada para atuar na ocorrência de uma corrente acima de 1,1 pu, permanecendo por mais de 10 segundos. Para a simulação, são observados dois intervalos de tempo em que a corrente permaneceu acima de 1,1 pu: entre 13,02 a 22,21 segundos e entre 27,23 a 37,23 segundos, sendo este último o agente que causou a interrupção da geração.

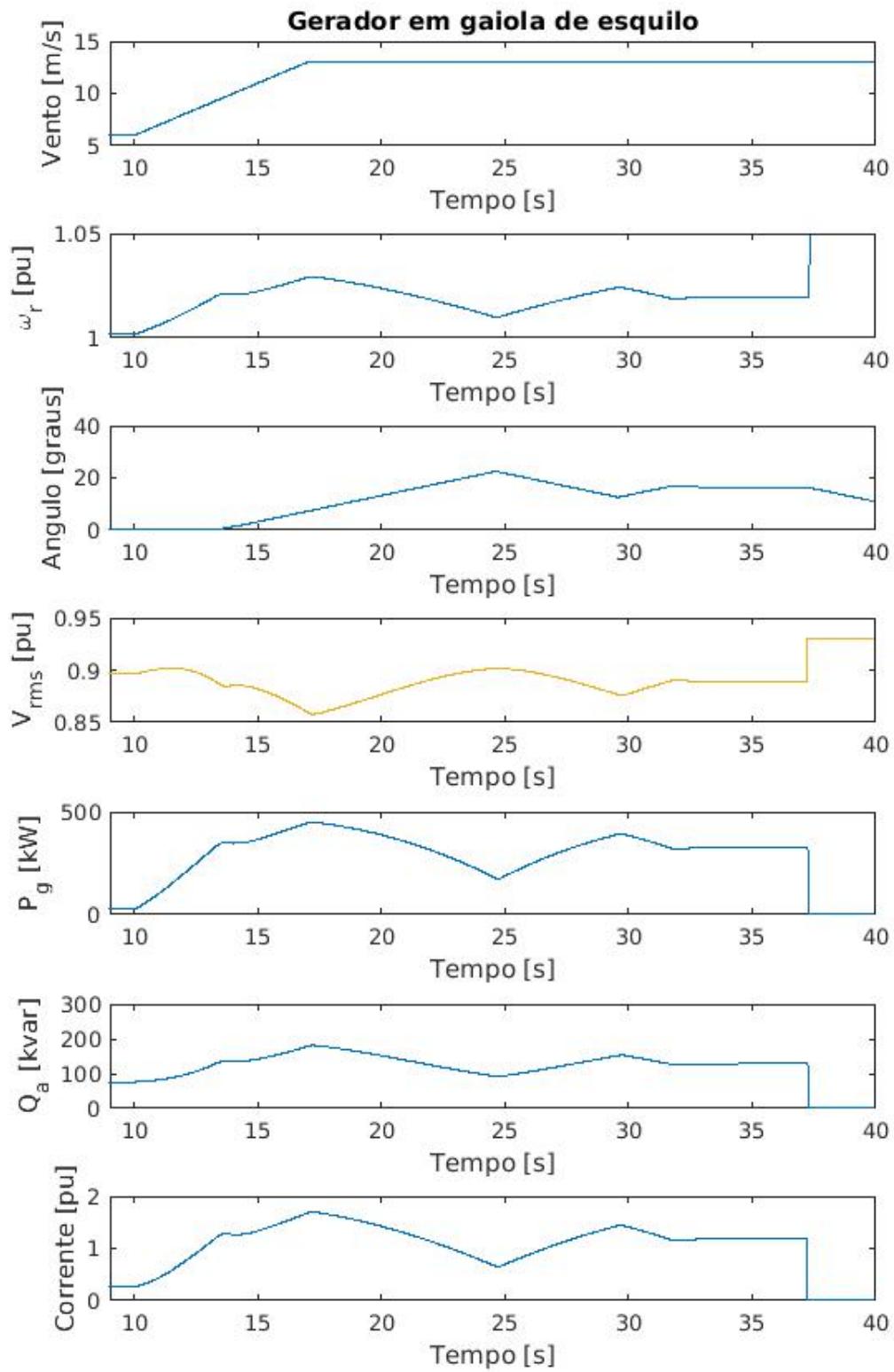


Figura 22: Barra do SCIG - sistema sem compensador síncrono.

4.1.2 Sistema com máquina síncrona operando em vazio

Para verificar os impactos na máquina síncrona, instalada próxima ao gerador em gaiola de esquilo, considerou-se a simulação da máquina sem controle de ganho automático da tensão, PSS e controlador de frequência, operando em vazio.

Para esta simulação, considerou-se o compensador fornecendo aproximadamente 30 kvar e observou-se que a amplitude de variação da tensão na barra da geração eólica foi reduzida em relação ao caso sem máquina síncrona conectada durante as variações da velocidade do vento.

A Figura 23 apresenta os dados da barra do gerador de indução eólica e novamente, constata-se o mesmo efeito apresentado na subseção 4.1.3. As principais características da máquina síncrona são ilustradas na Figura 24, contendo a tensão rms da máquina síncrona, a potência reativa (pela convenção adotada, o sinal negativo indica que a máquina fornece reativos ao sistema) e a frequência síncrona da máquina.

A nova simulação realizada, de uma forma geral, apresenta um comportamento semelhante ao que foi apresentado na subseção 4.1.1, porém com uma variação menor da amplitude de tensão, mas o nível de tensão ainda permanece baixo.

Para o intervalo de tempo entre 10 a 14 segundos da simulação, a velocidade do vento aumenta e a potência gerada ainda não atinge o valor nominal e por este motivo, o controle de ângulo de passo não atua sobre o sistema, mas o rotor é acelerado e desta forma, a potência ativa gerada e o consumo de reativos aumentam, o que causa uma redução do nível de tensão terminal.

Durante o intervalo entre 14 a 17 segundos, o controle do ângulo de passo atua, pois a potência gerada está acima de 300 kW, porém o aumento da velocidade do vento ainda causa uma aceleração do rotor e a tendência de aumento da potência ativa gerada e de consumo de reativos cresce, contribuindo para a redução da tensão terminal.

Para o período entre 17 e 24,7 segundos, a velocidade do vento se torna constante e a potência gerada ainda está acima da nominal, de forma que o controle de passo atue no sentido de diminuir a potência gerada. Este é o primeiro trecho da simulação em que a velocidade do rotor reduz, o que causa a redução da potência ativa gerada e do consumo de reativos, causando um aumento da tensão terminal do gerador.

Após os 24,7 segundos da simulação, a potência ativa gerada fica abaixo da potência nominal, fazendo com que o controle de passo reduza o ângulo β , até os 29,8 segundos, onde o controle de passo atua novamente para reduzir a velocidade do rotor e em 32 segundos, o ângulo de passo atinge o equilíbrio, até atingir os 37 segundos da simulação, onde ocorre a atuação do sistema de proteção por sobrecorrente, causado principalmente pela subtensão do terminal do gerador eólico e a quantidade de reativos consumida.

O ajuste da proteção por sobrecorrente foi mantido com os mesmos parâmetros que foram apresentados na subseção 4.1.1. Para a simulação, são observados dois intervalos de tempo em que a corrente permaneceu acima de 1,1 pu: entre 13,07 a 22,10 segundos e entre 27,39 a 37,39 segundos, sendo este último o agente que causou a interrupção da geração.

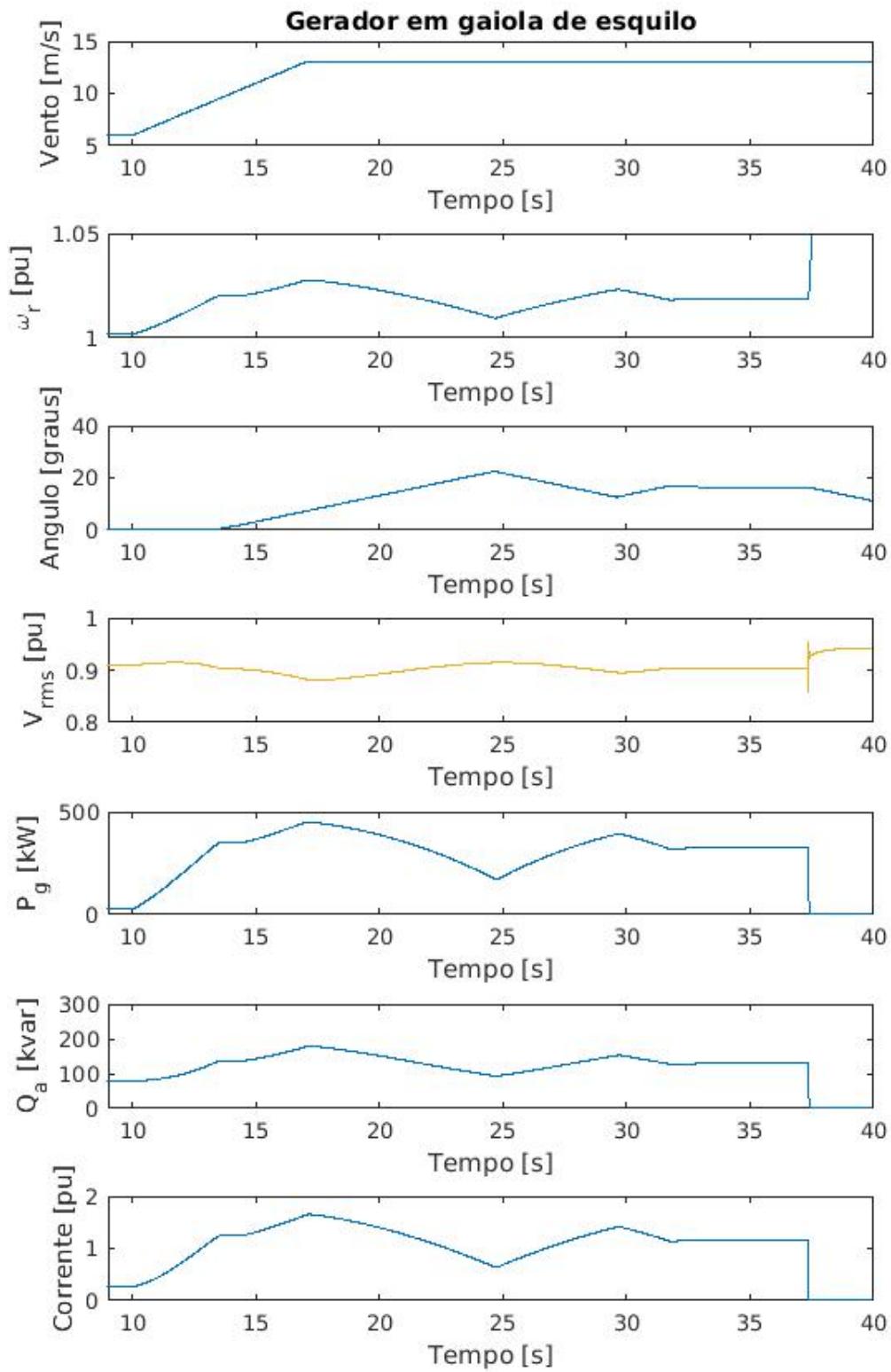


Figura 23: Barra do SCIG - sistema com máquina síncrona sem controle.

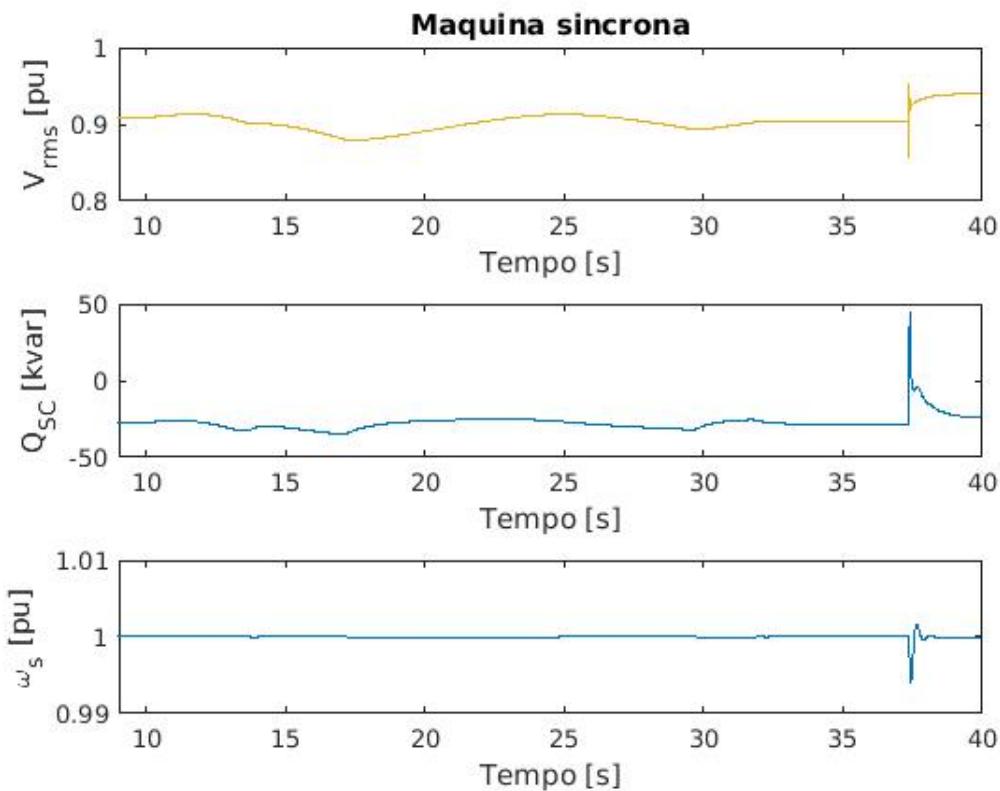


Figura 24: Barra da máquina síncrona - sistema com máquina síncrona sem controle.

4.1.3 Sistema com compensador síncrono completo

Considerando a oscilação da frequência no sistema apresentado na subseção 4.1.2 e também a falta de regulação de tensão deste sistema, decidiu-se implementar tanto o controlador de tensão, o PSS e o controlador de frequência para conferir o impacto no sistema como um todo.

Neste caso, conforme as figuras 25 e 26, durante o período de 10 a 14 segundos da simulação, verifica-se que o controle de ângulo de passo ainda não atua devido à potência gerada estar abaixo do valor nominal. Neste caso, a velocidade do rotor se acelera e há um aumento da potência ativa gerada e do consumo de reativos pelo gerador assíncrono. Consequentemente, a tensão terminal é reduzida. Do ponto de vista do compensador síncrono, observa-se que há um aumento da geração de reativos para manter a tensão do sistema regulado.

Entre 14 a 17 segundos da simulação, o controlador de ângulo de passo atua para reduzir a potência gerada, porém ainda há uma aceleração do rotor devido ao aumento da velocidade do vento e consequentemente, a potência ativa gerada ainda é crescente, assim como o consumo de reativos e a tensão terminal do gerador eólico é decrescente. Por outro lado, o compensador síncrono mantém o mesmo comportamento de aumentar a

quantidade de reativos fornecidos a fim de ajustar o nível tensão.

Entre 17 a 24,7 segundos, a velocidade do vento se torna constante e o controle de ângulo de passo atua no sentido de reduzir a potência gerada. Neste intervalo, o rotor desacelera, e consequentemente, a potência gerada e os reativos consumidos diminuem, o que faz com que a tensão terminal aumente. Durante este intervalo, o compensador síncrono também reduz o fornecimento de reativos, uma vez que a tensão do gerador eólico está aumentando, o que também eleva a tensão do barramento do próprio compensador.

Após os 24,7 segundos da simulação, a potência está abaixo do valor nominal e então o ângulo de passo é reduzido para que a potência gerada se aproxime da nominal. Consequentemente, a velocidade do rotor é aumentada, a potência ativa gerada e os reativos consumidos aumentam novamente, o que faz com que a tensão seja reduzida. Consequentemente, o compensador síncrono novamente fornece mais reativos ao sistema a fim de regular a tensão. Isto ocorre até os 29,8 segundos da simulação, onde a potência mecânica gerada novamente ultrapassa o valor nominal e consequentemente, o ângulo de passo é aumentado, o que reduz a potência ativa gerada e os reativos absorvidos, aumentando o nível de tensão novamente, até os 32 segundos da simulação, ponto onde o sistema atinge o equilíbrio.

Conforme os eventos descritos, é possível observar que a dinâmica do fornecimento de reativos por parte do compensador síncrono acompanha os reativos solicitados pelo gerador de indução eólica e desta forma, o nível de tensão apresenta uma amplitude de variação muito menor em relação à simulação realizada na subseção 4.1.2, que considerava a máquina síncrona fornecendo 30 kvar.

Além disso, o nível de tensão está próximo de 0.99 p.u., o que permite a continuidade da geração eólica sem a atuação do sistema de proteção do gerador eólico.

Em relação à frequência síncrona, verifica-se a introdução de pequenas perturbações durante as oscilações da velocidade do rotor da máquina, porém por não apresentar atuação do sistema de proteção do gerador assíncrono, a perturbação foi menor que nas simulações anteriores.

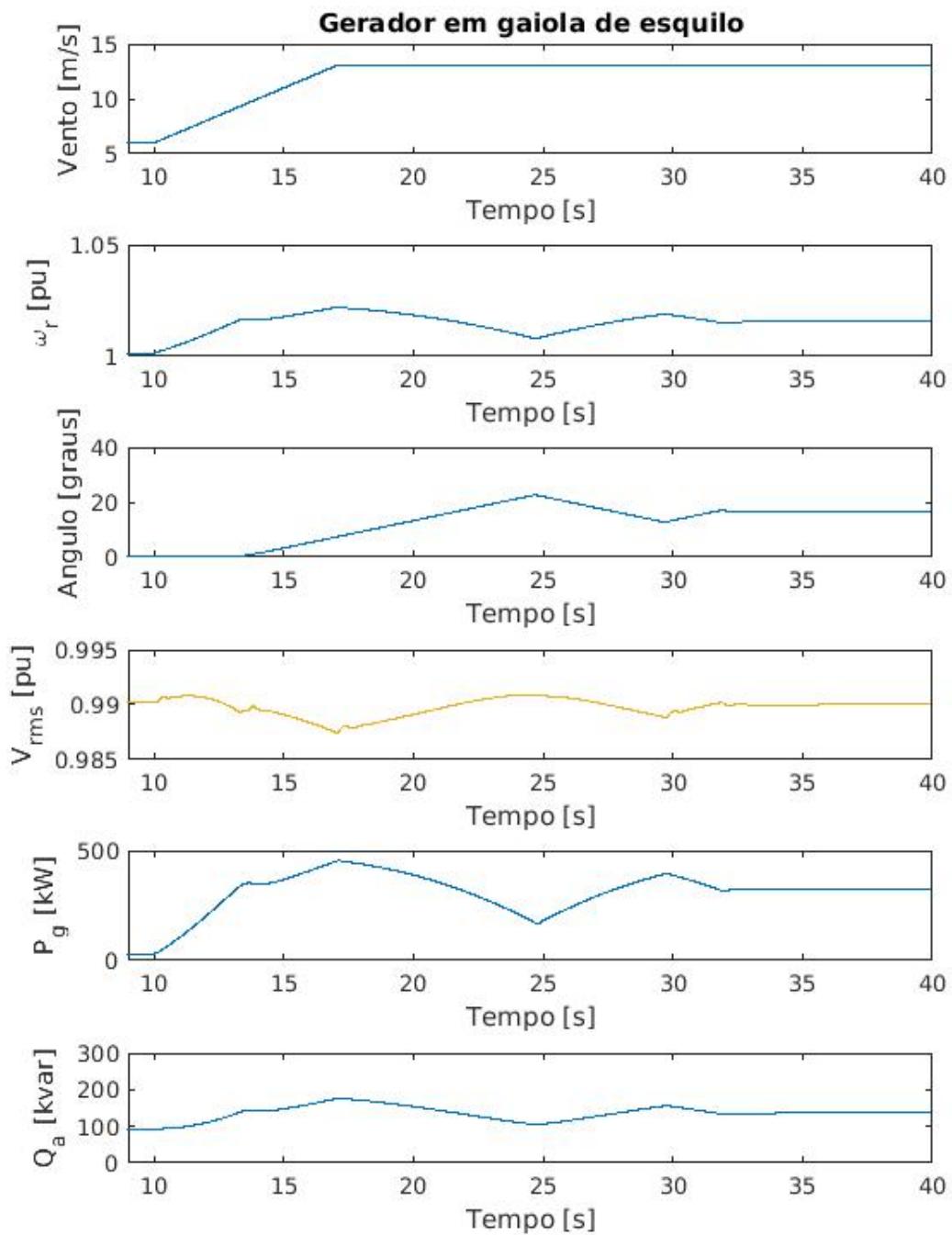


Figura 25: Barra do SCIG - sistema com compensador síncrono completo.

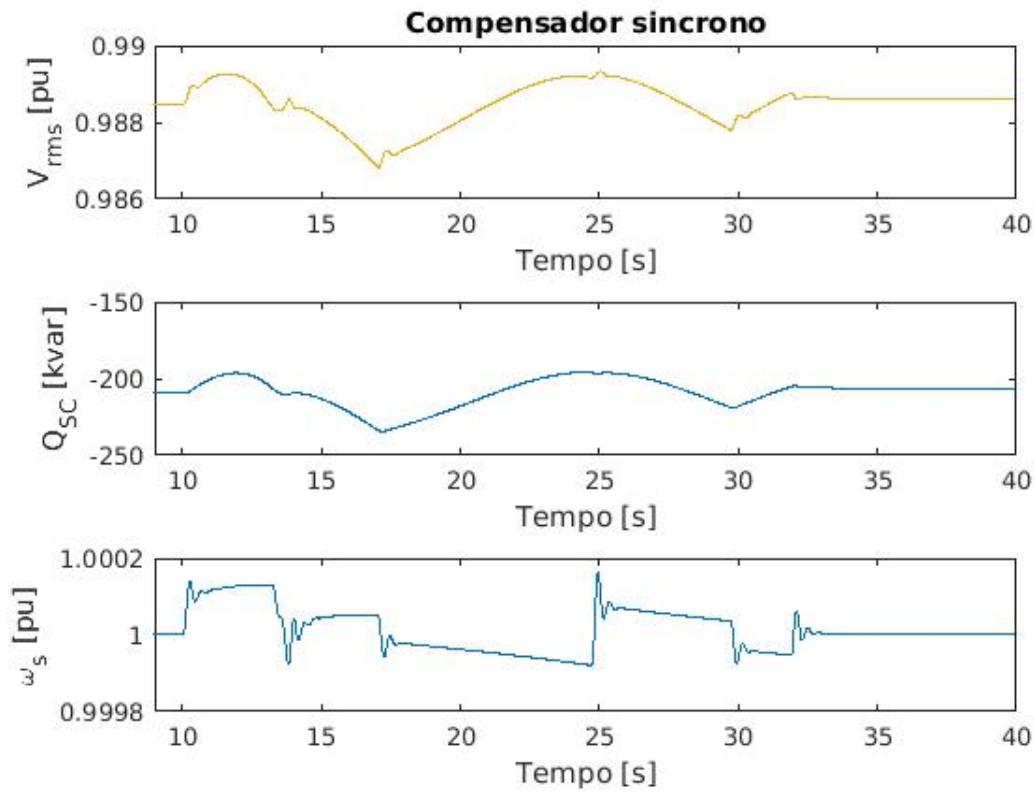


Figura 26: Barra do compensador síncrono completo.

4.1.4 Sistema com compensador síncrono sem controle de velocidade

Conforme a subseção 4.1.3, o sistema permaneceu estável e a frequência síncrona do sistema apresentou uma amplitude de variação desprezível. Para este item, deseja-se verificar o comportamento do sistema na ausência do controlador de velocidade.

A partir dos resultados das simulações apresentadas nas figuras 27 e 28 constata-se que o ponto de equilíbrio inicial do sistema é ligeiramente diferente que o apresentado na subseção 4.1.3, como por exemplo, o nível de tensão da barra do gerador eólico estar em torno de 0,9889 pu, ao passo que na simulação com o controle de velocidade, a tensão inicial era de 0,9903 pu. Entretanto, os comportamentos do sistema descritos na subseção 4.1.3 se aplicam da mesma forma e inclusive, não há mudanças visíveis sobre algum tipo de amortecimento das oscilações verificadas para a frequência síncrona do sistema. Entretanto é necessário ressaltar que o sistema da geração está conectado a um barramento infinito e consequentemente, as perturbações ocorridas na frequência síncrona serão pequenas.

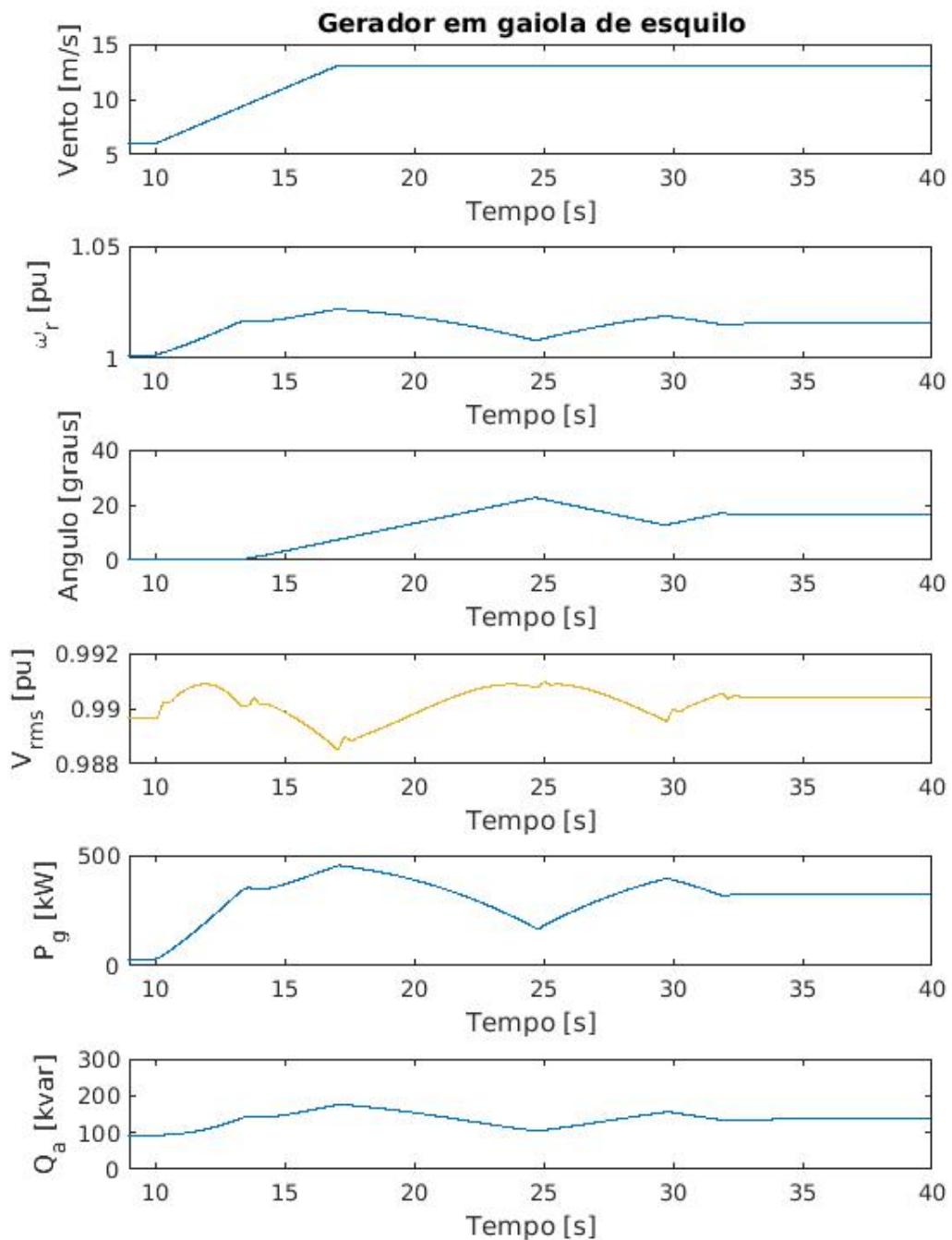


Figura 27: Barra do SCIG - sistema com compensador síncrono sem governor.

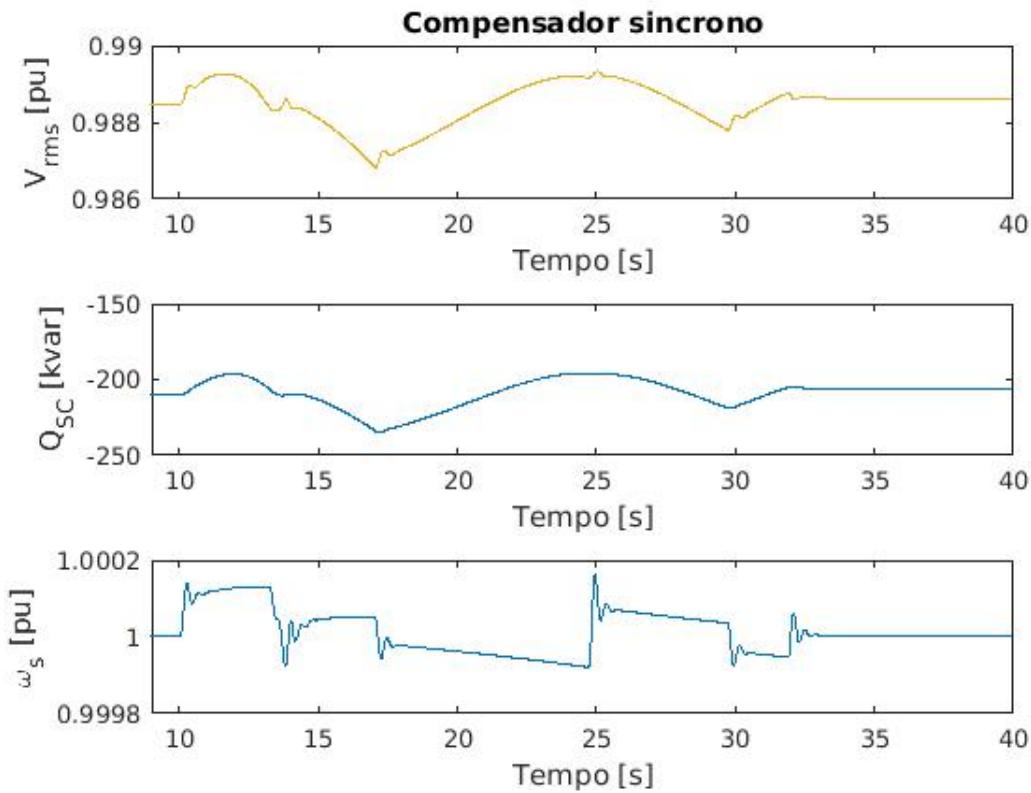


Figura 28: Barra do compensador síncrono sem controlador de frequência.

4.1.5 Sistema com compensador síncrono de tensão ajustada

Um último teste foi proposto a fim de identificar o comportamento do sistema para o caso do compensador síncrono operar sem o auxílio do AVR. Para isto, a alimentação do enrolamento de campo foi ajustada de forma que a tensão terminal da máquina síncrona fosse mantida em 0,98 pu durante o regime inicial da simulação, na condição de aplicação de um vento incidente de velocidade 6 m/s sobre o gerador eólico.

Conforme as figuras 29 e 30, durante o período de 10 a 14 segundos da simulação, verifica-se que o controle de ângulo de passo ainda não atua devido à potência gerada estar abaixo do valor nominal. Neste caso, a velocidade do rotor se acelera e há um aumento da potência ativa gerada e do consumo de reativos pelo gerador assíncrono. Consequentemente, a tensão terminal é reduzida. Do ponto de vista do compensador síncrono, observa-se que há um aumento da geração de reativos para manter a tensão do sistema regulado.

Entre 14 a 17 segundos da simulação, o controlador de ângulo de passo atua para reduzir a potência gerada, porém ainda há uma aceleração do rotor devido ao aumento da velocidade do vento e consequentemente, a potência ativa gerada ainda é crescente, assim como o consumo de reativos e a tensão terminal do gerador eólico é decrescente. Por outro lado, o compensador síncrono reduz a quantidade de reativos fornecidos, reduzindo ainda

mais o nível tensão.

Entre 17 a 24,7 segundos, a velocidade do vento se torna constante e o controle de ângulo de passo atua no sentido de reduzir a potência gerada. Neste intervalo, o rotor desacelera, e consequentemente, a potência gerada e os reativos consumidos diminuem, o que faz com que a tensão terminal aumente. Durante este intervalo, o compensador síncrono também reduz o fornecimento de reativos, uma vez que a tensão do gerador eólico está aumentando, o que também eleva a tensão do barramento do próprio compensador.

Após os 24,7 segundos da simulação, a potência está abaixo do valor nominal e então o ângulo de passo é reduzido para que a potência gerada se aproxime da nominal. Consequentemente, a velocidade do rotor é aumentada, a potência ativa gerada e os reativos consumidos aumentam novamente, o que faz com que a tensão seja reduzida. Consequentemente, o compensador síncrono novamente fornece mais reativos ao sistema a fim de regular a tensão. Isto ocorre até os 29,8 segundos da simulação, onde a potência mecânica gerada novamente ultrapassa o valor nominal e consequentemente, o ângulo de passo é aumentado, o que reduz a potência ativa gerada e os reativos absorvidos, aumentando o nível de tensão novamente, até os 32 segundos da simulação, ponto onde o sistema atinge o equilíbrio.

Apesar da inexistência do controlador de ganho automático de tensão, verifica-se na Figura 30, que a geração de reativos do compensador apresenta uma dinâmica diferente.

Os resultados indicam que há uma amplitude muito maior da variação de tensão rms na barra do gerador em gaiola de esquilo devido à ausência do regulador automático de tensão, porém confirma que, de fato, o fenômeno observado sofre uma influência muito maior por parte dos transitórios envolvidos no consumo de reativos do que pela variação da frequência do gerador de indução em gaiola de esquilo.

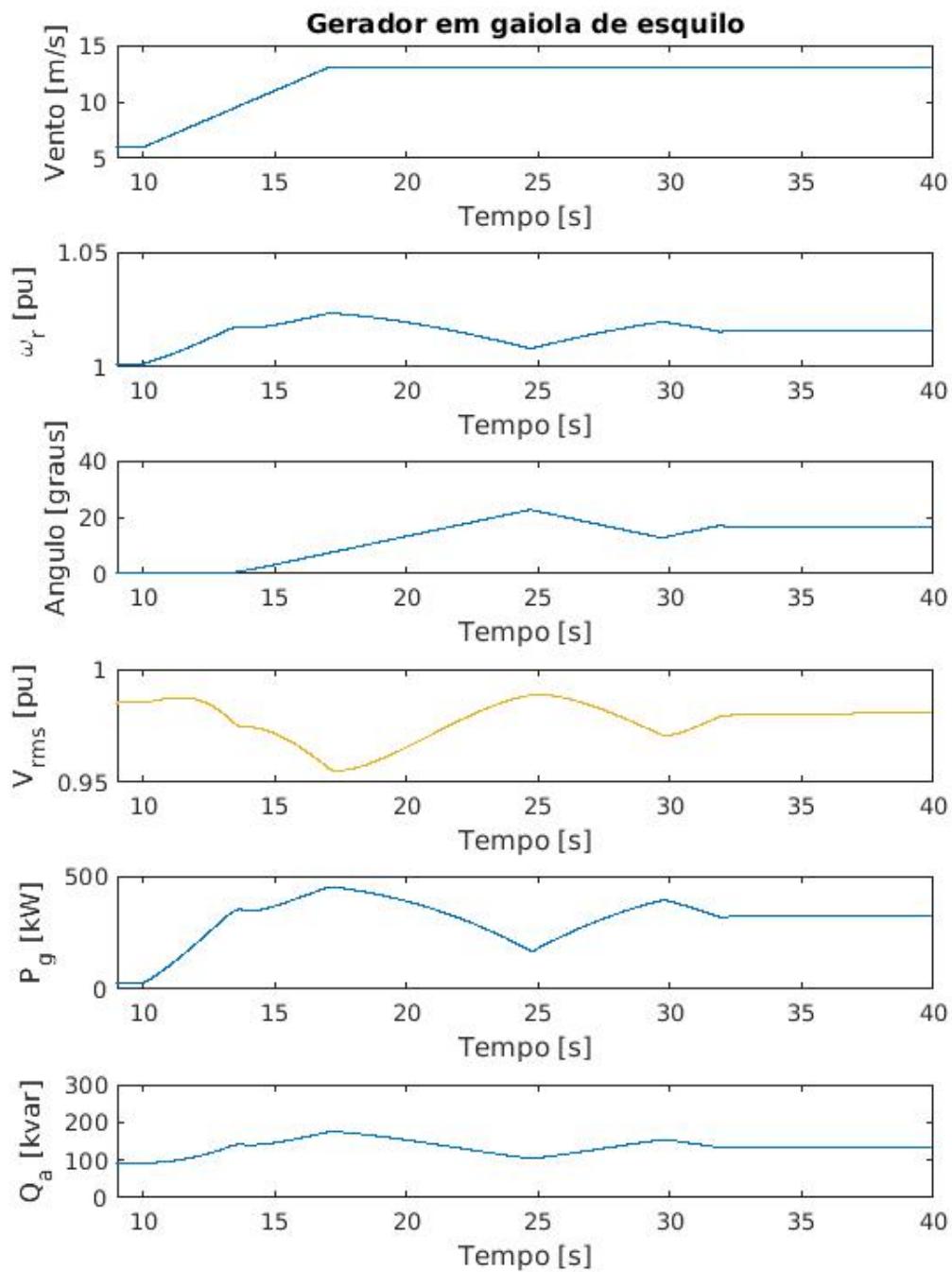


Figura 29: Barra do SCIG - sistema com compensador síncrono de tensão ajustada.

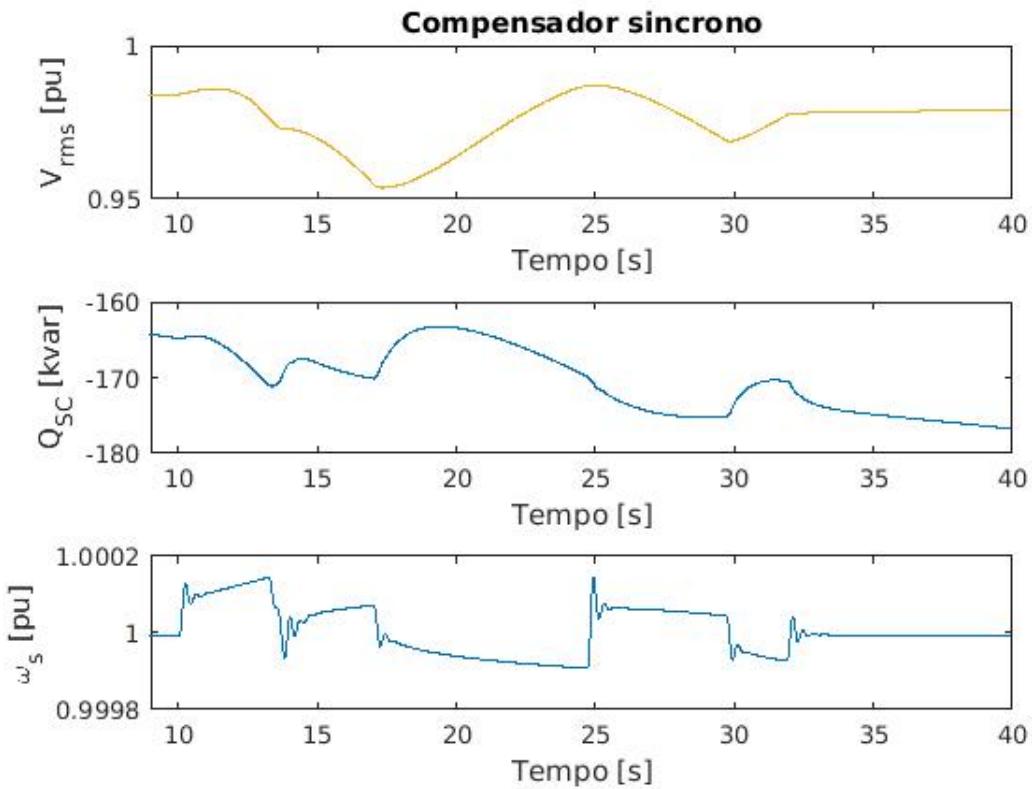


Figura 30: Barra do compensador síncrono de tensão ajustada.

4.2 Simulações envolvendo a rampa de decremento da velocidade do vento para SCIG

Considerando os resultados obtidos para a seção 4.1, serão abordados apenas os casos para o compensador síncrono com a alternância do uso do controlador de frequência, pois o uso do regulador de tensão é essencial para permitir que o gerador eólico opere em potência nominal sem atuação do sistema de proteção.

4.2.1 Sistema com compensador síncrono completo

Durante a redução da velocidade do vento durante o intervalo entre 10 a 17 segundos, verifica-se nas figuras 31 e 32, que a potência gerada é reduzida apesar do controle de ângulo de passo atuar no sentido contrário, o que ocorre devido à redução da velocidade do vento. Consequentemente, a velocidade do rotor é desacelerada, o que causa uma redução da potência ativa gerada e a potência reativa absorvida, que por sua vez, causa uma elevação da tensão terminal do gerador eólico. Durante este intervalo, o compensador síncrono também reduz a sua geração de reativos, uma vez que a tensão está aumentando.

Um pequeno atraso entre o sinal do controle de ângulo de passo e a velocidade do vento ocorre entre os 17 e 18 segundos da simulação, o que causa uma pequena oscilação sobre a tensão terminal do gerador eólico de indução e na frequência síncrona do sistema.

Além disso, observa-se que o fornecimento de reativos por parte do compensador síncrono apresenta uma amplitude de variação de aproximadamente 30 kvar, ao passo que para a rampa de subida da velocidade do vento, a variação é de aproximadamente 63 kvar. Isso também se reflete no pico de fornecimento de reativos é consideravelmente menor neste caso que para o caso da rampa de subida da velocidade do vento.

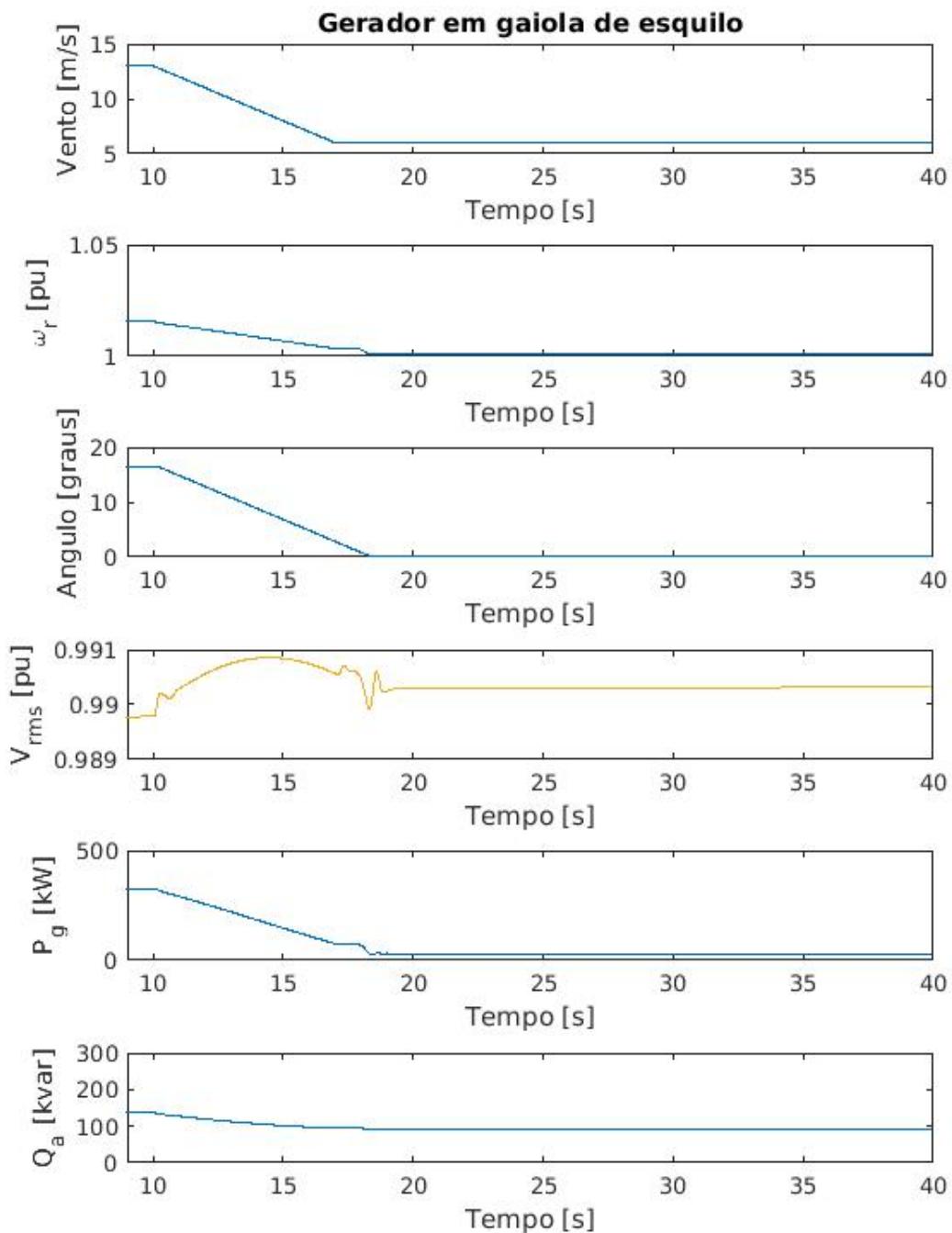


Figura 31: Barra do SCIG - sistema com compensador síncrono completo.

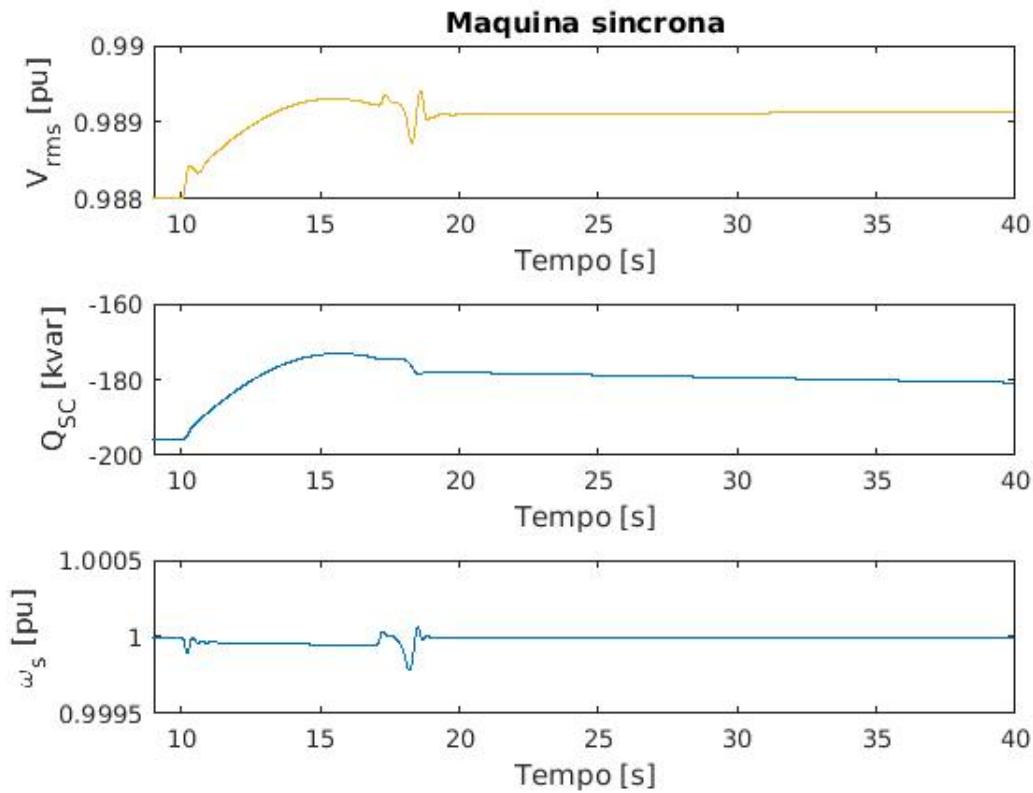


Figura 32: Barra do compensador síncrono completo.

4.2.2 Sistema com compensador síncrono sem controlador de frequência

No caso do sistema proposto sem controlador de frequência, os comportamentos observados são exatamente os mesmos que foram citados na subseção 4.2.1. As figuras 33 e 34 apresentam os resultados obtidos, onde observa-se que o regime inicial é ligeiramente diferente, porém as oscilações na frequência síncrona são razoavelmente semelhantes e desprezíveis. Porém, ressalta-se novamente que o sistema analisado não representa adequadamente as perturbações de frequência por estar conectado diretamente à um barramento infinito.

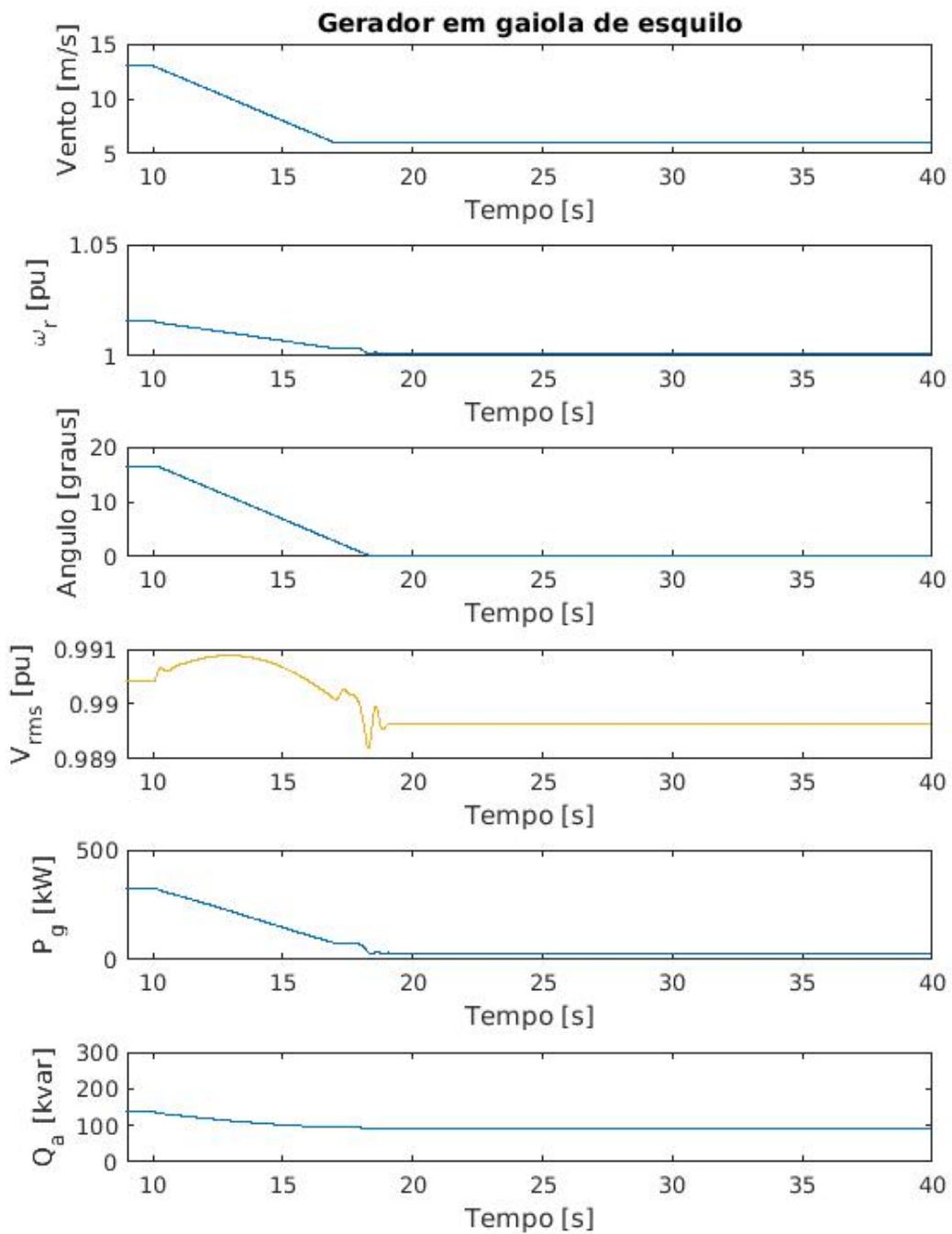


Figura 33: Barra do SCIG - sistema com compensador síncrono sem controlador de frequência.

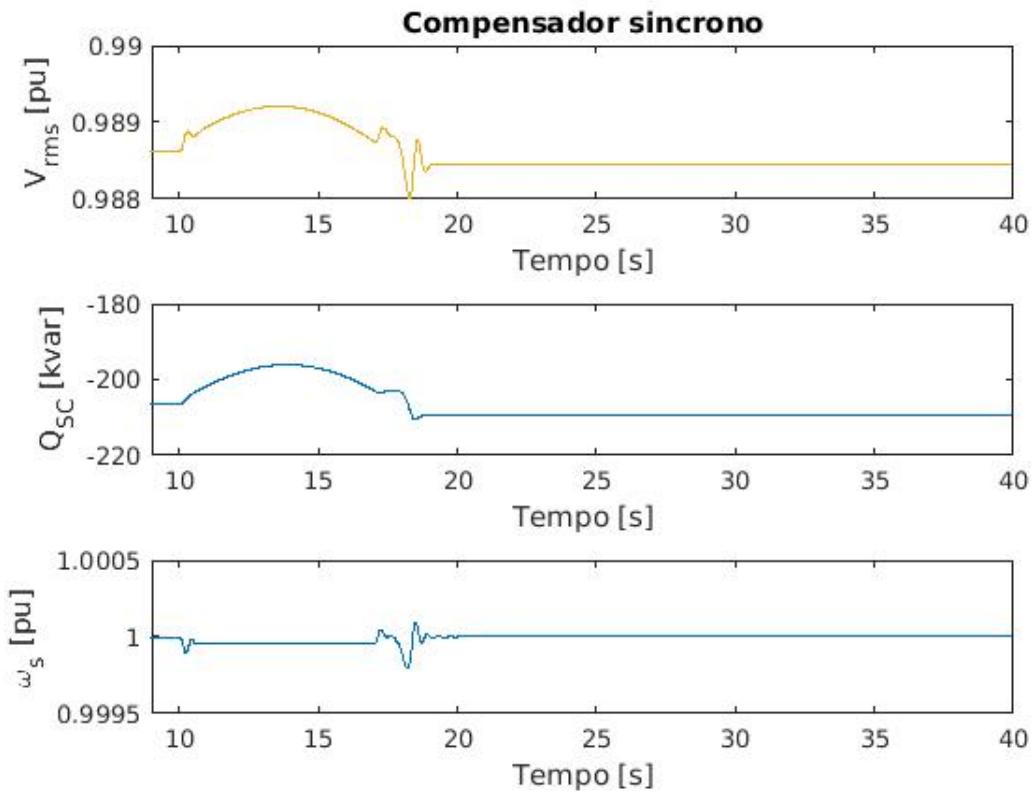


Figura 34: Barra do compensador síncrono sem controlador de frequência.

4.3 Simulações para o gerador de indução duplamente alimentado

O sistema de testes adotado para este caso apresenta uma pequena diferença devido à presença de um transformador até a barra de acoplamento da geração eólica, conforme o diagrama apresentado na Figura 35.

Para o controle do gerador eólico de indução duplamente alimentado, adotou-se a estratégia de controle sobre a potência reativa gerada, que foi ajustada em 0 a fim de se verificar a influência do vento sobre o nível de tensão e também maximizar a geração. Os casos aqui apresentados não consideram a existência da máquina síncrona no sistema.

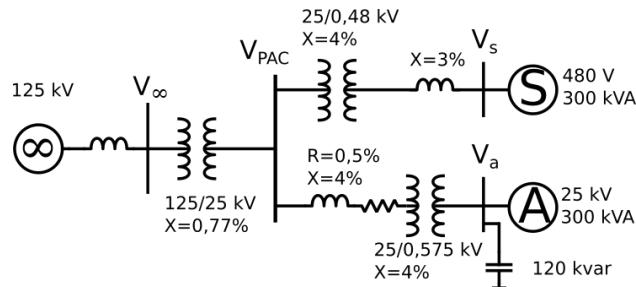


Figura 35: Diagrama unifilar do sistema com gerador eólico assíncrono duplamente alimentado.

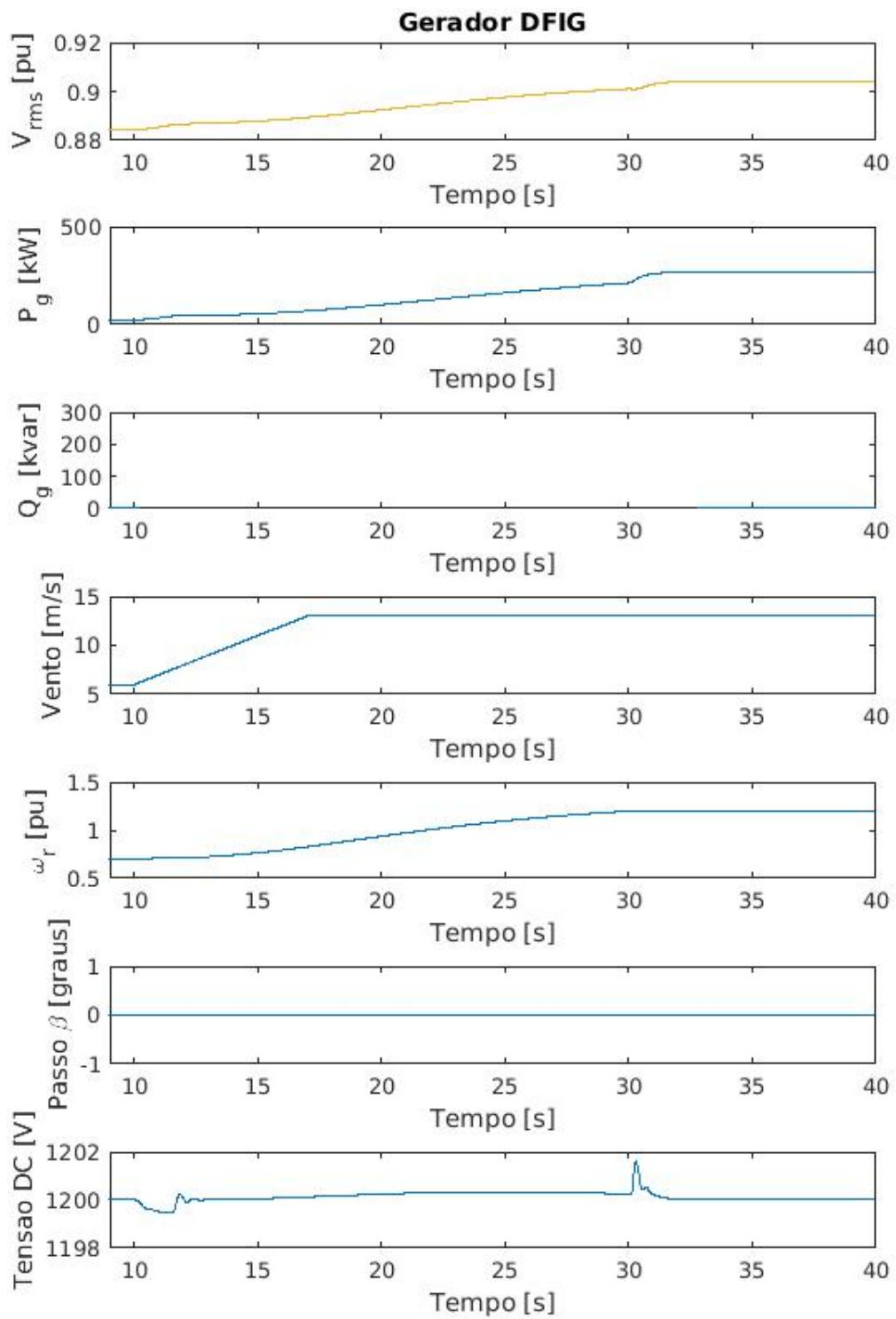


Figura 36: Barra do DFIG - sistema sem máquina síncrona; aplicação de incremento de velocidade

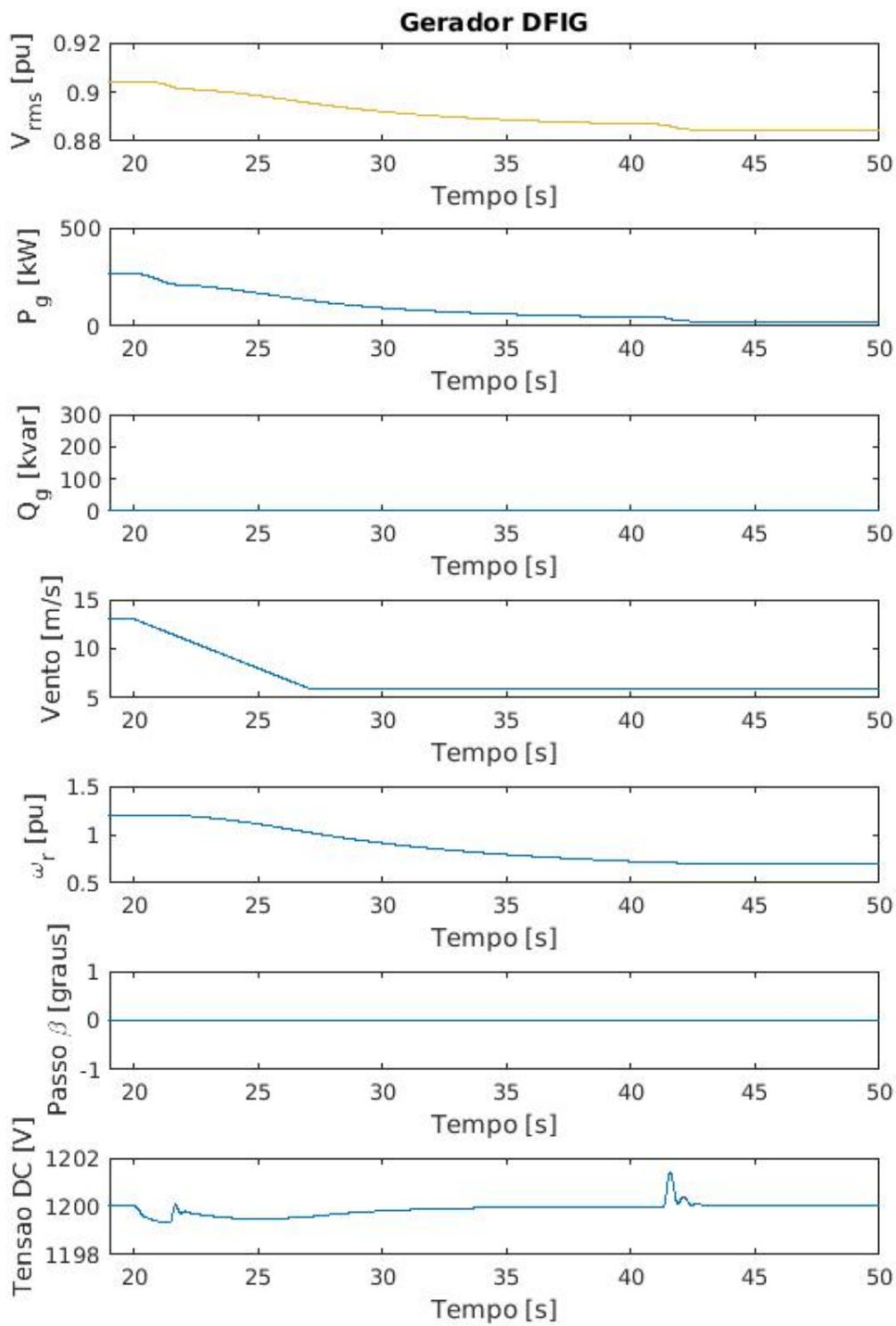


Figura 37: Barra do DFIG - sistema sem máquina síncrona; aplicação de decremento de velocidade.

Os resultados obtidos na Figura 36 indicam que, para o gerador eólico com máquina de indução duplamente alimentada operando com fator de potência unitário, o aumento da velocidade do vento entre os períodos de 10 a 17 segundos causam a variação da velocidade do rotor do gerador eólico para o intervalo de 10 a 30 segundos devido à inércia do rotor e da turbina e também da não utilização do controle de ângulo de passo. A potência ativa gerada, por sua vez, acompanha o comportamento da velocidade do rotor durante o intervalo de tempo entre 10 e 30 segundos e devido ao fator de potência unitário, a tensão rms também se eleva com a mesma dinâmica.

Os gráficos apresentados na Figura 37 retratam a resposta do sistema à redução da velocidade do vento entre 10 a 17 segundos da simulação. O comportamento da velocidade do rotor também é lenta devido à inércia do sistema e também da não utilização do controle de ângulo de passo, apenas se estabilizando aos 42 segundos da simulação. Como a máquina opera com fator de potência unitário, a potência ativa gerada também é reduzida até um valor aproximadamente nulo e a tensão também é reduzida durante o mesmo intervalo de tempo.

Além das características observadas, o emprego do uso da eletrônica de potência para o link CC elimina os distúrbios de variação da frequência no sistema analisado.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho conclui a análise de estabilidade de tensão envolvendo a influência exercida pela variação da velocidade do vento sobre os geradores de indução próximos à máquina síncrona operando como compensador síncrono reativo.

Verificou-se que o gerador em gaiola de esquilo apresenta uma variação considerável de consumo de reativos com a variação do vento aplicado. Em específico, é observado que há uma relação de proporcionalidade envolvida entre o aumento da potência ativa gerada pela máquina assíncrona em gaiola de esquilo e a queda de sua tensão terminal.

Além disso, durante o aumento da velocidade do vento, há uma separação entre os eventos da velocidade do rotor da máquina de indução em relação ao controle do ângulo de passo β , devido à dinâmica lenta da turbina eólica. Por este motivo, nos casos sem a máquina síncrona e com a mesma fornecendo 30 kvar, o sistema apresentou atuação da proteção por sobrecorrente, devido ao aumento da potência gerada e o nível de tensão permanecer baixo, apesar do ângulo de passo atuar no sentido de reduzir a potência ativa gerada no intervalo de tempo anterior à atuação da proteção.

Por outro lado, após a implementação do regulador de tensão no compensador síncrono, o nível de tensão se mantém em valor próximo de 1.00 pu durante todos os eventos envolvidos durante a rampa de aumento da velocidade do vento, possibilitando manter a geração eólica conectada à rede sem atuação da proteção.

Para o caso da redução da velocidade do vento, a potência ativa gerada após a velocidade do vento atingir o regime é menor que o valor nominal de potência da turbina eólica e consequentemente, não são propagados as alterações do ângulo de passo β que estavam presentes para o caso da rampa de aumento da velocidade do vento. Desta forma, a magnitude da variação de reativos fornecidos ao sistema pela máquina síncrona se reduz em relação ao aumento da velocidade do vento.

A variação da velocidade não causou impactos significativos no controle da frequência da máquina síncrona, entretanto é necessário ressaltar que ambas as máquinas foram consideradas com as mesmas potências nominais e além disso, o sistema de teste proposto não é adequado para avaliar a frequência do sistema por estar conectado à um barramento infinito, que por sua vez, estabiliza a frequência síncrona das simulações.

No caso do gerador de indução duplamente alimentado, verificou-se a maior robustez do sistema para operar sem o auxílio do compensador síncrono, uma vez que torna-se possível controlar a tensão e frequência do rotor, permitindo a máquina operar em uma faixa de frequências maior e também permite ajustar o consumo ou fornecimento de reativos.

Para futuros trabalhos, recomenda-se estudar da influência para um sistema de maior penetração de energia eólica para a verificação dos distúrbios de frequência, considerando um sistema de testes maior e sem conexão direta com o barramento infinito.

REFERÊNCIAS

- ANDERSON, P.; FOUAD, A. **POWER SYSTEM CONTROL AND STABILITY, 2ND ED.** [S.l.]: Wiley India Pvt. Limited, 2008. (IEEE Press power engineering series). ISBN 9788126518180.
- ANEEL. **Banco de Informações de Geração.** Brasília, 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 02 dez. 2018.
- BHATIA, R.; BAHIRAT, H. Short circuit currents of dfig based wind turbines. In: **2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS).** [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6.
- CHIASSON, J. **Modeling and high performance control of electric machines.** [S.l.]: John Wiley, 2005. (IEEE Press series on power engineering). ISBN 9780471684497.
- DEMELLO, F. P.; CONCORDIA, C. Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-88, n. 4, p. 316–329, April 1969. ISSN 0018-9510.
- IEEE. Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 167–179, Feb 1992. ISSN 0885-8950.
- _____. Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies. **IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)**, p. 1–93, April 2006.
- LEE, C. et al. The impact of scig wind farm connecting into a distribution system. In: **2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference.** [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–7. ISSN 2157-4839.
- MATHWORKS. **Wind Turbine.** Natick: Mathworks, 2006. Apresenta a equação baseada nas características do modelo da turbina eólica. Disponível em: <mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/windturbine.html>.
- _____. **Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator.** Natick: Mathworks, 2006. Apresenta a curva de máxima transmissão de potência. Disponível em: <mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/windturbinedoublyfedinductiongeneratorphasortype.html>.
- OGATA, K. **Modern Control Engineering.** [S.l.]: Prentice Hall, 2010. (Instrumentation and controls series). ISBN 9780136156734.
- PENA, R.; CLARE, J. C.; ASHER, G. M. Doubly fed induction generator using back-to-back pwm converters and its application to variable-speed wind-energy generation. **IEE Proceedings - Electric Power Applications**, v. 143, n. 3, p. 231–241, May 1996. ISSN 1350-2352.
- REID B. SAULNIER, R. G. H.-Q. R. **Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network.** Canada: [s.n.], 2002.

ROSA, D. M.; BOLSON, M. A.; MORAES, L. A. M. d. **Comportamento dos geradores de indução duplamente alimentados em turbinas eólicas de 1,5MW.** 2013. 98 f. Tese (Trabalho de conclusão de curso) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

ROY, N. K. et al. Impact of scig and dfig type wind turbine on the stability of distribution networks: Static and dynamic aspects. **2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering**, p. 543–548, May 2012.

SAMUELSSON, O.; LINDAHL, S. On speed stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, p. 1179–1180, May 2005. ISSN 0885-8950.

SLOOTWEG, J. G. **Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics.** 2003. 219 f. Tese (Tese de doutorado) — Technische Universiteit Delft, Delft, 2003.

WALLING, R. A.; REICHARD, M. L. Short circuit behavior of wind turbine generators. In: **2009 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers.** [S.l.: s.n.], 2009. p. 492–502.